

EBERHARD KARLS UNIVERSITÄT TÜBINGEN

Bachelorarbeit
Umweltnaturwissenschaften, B.Sc.
Wintersemester 2025/26

Energetische Ertragsverluste von Windenergieanlagen in Abhängigkeit des Anlagenabstandes

Prüfer:

Prof. Dr. habil. Jens Bange, Dr. Andreas Platis

Betreuer:

Prof. Dr. habil. Jens Bange, Dr. Andreas Platis
Dr. rer. nat. Alexander Basse (extern)

Autor:

Lenny Münzer
[REDACTED]

Datum der Einreichung: 25. März 2026



*Für alle, die morgens aufstehen,
um die Welt zu einem besseren Ort zu machen.*

Vorwort

Zwar liegt hier eine Arbeit vor, die lediglich mich als Autoren aufführt, allerdings wäre diese Leistung ohne viele Menschen nicht möglich gewesen.

Zunächst möchte ich mich bei Alex, meinem Betreuer, bedanken, für all die Meetings und den guten Austausch von der Ideenfindung bis zur Finalisierung. Danke, dass du immer erreichbar warst, auch in schwierigen Situationen immer lösungsorientiert gehandelt hast und durch die Koordination aller Stellen diese Arbeit auch erst möglich gemacht hast.

Am Fraunhofer-IEE bedanke ich mich zudem bei Barbara und Johannes für die vielen Erklärungen zum Modell, für all die beantworteten Fragen und das Beheben von doch einigen Fehlermeldungen. Dank geht auch an Luis für seine unermüdliche Programmierarbeit sowie Doron für den fachlichen Austausch, der die Fragestellung maßgeblich geschärft hat.

Am Umweltbundesamt möchte ich mich bei Marie für die zahlreichen Erläuterungen zum Projekt und auch „zwischen den Zeilen“ bedanken. Auch an das ganze Team der Windenergie an Land, das ich schon im Rahmen meiner dortigen Arbeit kennenlernen durfte, geht ein großes Dankeschön.

An der Universität Tübingen möchte ich zuvorderst Prof. Jens Bange und Andreas für die fachliche Betreuung der Arbeit und die zahlreichen spannenden Diskussionen und Anregungen danken. Ich habe nicht nur für diese, sondern auch für die grundsätzliche wissenschaftliche Arbeit viele Anregungen mitgenommen, die ich in der Zukunft hoffentlich noch oft einsetzen kann.

Allen o.g. Personen gilt zudem meine große Wertschätzung – nicht nur auf persönlicher Ebene, sondern auch für ihre Arbeit, die Energiewende in Deutschland tagtäglich mitzugestalten. Es ist wunderbar, wie viele verschiedene Expert*innen dort zusammenarbeiten, um das Wissen um die Windenergie konstruktiv zu erweitern und so zum Meinungsbildungsprozess beitragen. Dafür gilt allen ein großes Dankeschön!

Nicht zuletzt sei meinen Freundinnen und Freunden sowie meiner Familie gedankt. Die zahlreichen Stunden, die ich mit dieser Arbeit verbracht habe, wären ohne die vielen gemeinsamen Pausen und die schönen Erlebnisse zwischen den endlos scheinenden Bib-Tagen nur schwer zu ertragen gewesen. Ein besonderes Dankeschön möchte ich auch für die Unterstützung aus der Ferne loswerden. Danke, dass ihr alle an mich geglaubt habt.

Inhaltsverzeichnis

1	Motivation der Arbeit	5
2	Hintergrund: Anlagenabstände von Windenergieanlagen	6
3	Theoretische Grundlagen der Windenergie	8
3.1	Maximale Energiegewinnung einer Windenergieanlage	8
3.2	Reale Energiegewinnung einer Windenergieanlage	11
3.3	Windströmung um eine Windenergieanlage	13
3.4	Strömungsmodelle	14
3.5	Geschwindigkeitsdefizitmodelle	14
3.5.1	Top-Hat-Modell nach Jensen	14
3.5.2	Gaußförmiges Modell nach Bastankhah und Porté-Agel	17
3.5.3	Weiterentwicklungen des gaußförmigen Modells	18
3.6	Superpositionsmodelle	19
3.6.1	Lineare Aufsummierung ohne effektive Windgeschwindigkeit	19
3.6.2	Quadratische Aufsummierung ohne effektive Windgeschwindigkeit	19
3.6.3	Lineare Aufsummierung mit effektiver Windgeschwindigkeit	20
3.6.4	Gewichtete Aufsummierung	20
3.7	Turbulenzmodelle	21
3.8	Schallproduktion einer Windenergieanlage	22
3.9	Lärmschutzaufgaben bei Betrieb einer Anlage	23
3.10	Verluste durch Abschaltung aufgrund von Schattenwurfregulierung	24
3.11	Verluste durch Abschaltung aufgrund von Fledermausschutzvorschriften	24
3.12	Andere abstandsabhängige Verluste	25
3.13	Pauschale Verlustarten	25
3.14	Globale Grenzen der Windenergie	25
4	Verlustmodellierung	27
4.1	Forschungsprojekte MENTOR und STRAIGHT	27
4.2	Datenquellen	28
4.3	Modellierungsszenarien	30
4.4	Wake-Modellierung	31
4.5	Hinweise zur Wake-Modellierung	32
4.6	Schallmodellierung	33
4.7	Schattenwurfmodellierung	34
4.8	Fledermausschutzmodellierung	34
4.9	Gesamtverlustmodellierung	35
4.10	Hinweise zur Modellierung und den Nettoerträgen	35
5	Ergebnisse und Diskussion	36
5.1	Ergebnisse der bundesweiten Modellierung	36
5.2	Vergleich der Wake-Modelle	37
5.3	Betrachtung der verschiedenen Verlustarten	41
5.4	Verlustunterschiede auf Bundeslandebene	44
5.5	Einfluss der Parkgröße auf die Verluste	47
5.6	Validierung und kritische Ergebnisbetrachtung	51
6	Zusammenfassung	53
7	Literaturverzeichnis	54
	Anhang und Selbstständigkeitserklärung	58

Abbildungsverzeichnis

2.1	Anlagenabstände von Windenergieanlagen in Deutschland (Neuplanungen)	6
2.2	Wake-Verluste im Zong-Modell gegenüber der Turbulenzintensität	7
3.1	Idealisierte Strömung um eine Windenergieanlage	8
3.2	Leistungsbeiwert C_P in Abhängigkeit von $\frac{v_1}{v_2}$	10
3.3	Kennlinie einer Windenergieanlage	12
3.4	Vertikales Geschwindigkeitsprofil in der Wake	13
3.5	Darstellung des Jensen-Modells	15
3.6	Top-Hat-Ansatz und gaußförmiger Ansatz	17
3.7	Validierung des Bastankhah-Modells	18
3.8	Validierung des k^* -Werts nach Niayifar	18
3.9	Vergleich des Zong-Modells zu anderen Wake-Modellen	21
3.10	Validierung des Crespo/Hernández-Turbulenzmodells	22
3.11	Maximal zulässige Immissionsrichtwerte je Gebietstyp	23
3.12	Kennlinie unter schallreduziertem Betrieb	23
3.13	Abschaltzeiten aufgrund von Fledermausschutz	25
4.1	Windenergie-Vorranggebiete in Deutschland	28
4.2	Mittlere Windgeschwindigkeiten in Deutschland	29
4.3	Turbulenzintensität in 150 m Höhe	30
4.4	Visualisierung des Jensen- und Zong-Modells	32
4.5	Vorgehensweise der Schallmodellierung	34
5.1	Quadratischer Fit der Wake-Verluste	37
5.2	Verluste des Zong-Modells relativ zum Jensen-Modell	38
5.3	Histogramm der Wake-Verluste beider Modelle	38
5.4	Histogramm der Wake-Verluste beider Modelle	38
5.5	Scatterplot für den Vergleich der Wake-Verluste	39
5.6	Extremfälle in der Differenz beider Wake-Modelle	40
5.7	Aufschlüsselung der energetischen Verluste je Abstandsszenario (Gesamtwerte)	41
5.8	Aufschlüsselung der energetischen Verluste je Abstandsszenario (prozentual)	42
5.9	Wake-Verluste je Szenario in einem Windpark	42
5.10	Fitfunktionen des Netto-AEP und der Gesamtverluste	43
5.11	Fitfunktionen der energetischen Verlustarten	44
5.12	Netto-AEP je WEA im Durchschnitt je Bundesland	44
5.13	Netto-AEP je WEA im Durchschnitt je Bundesland in Volllaststunden	45
5.14	Verluste je Bundesland nach Verlustarten aufgeschlüsselt – 3D-Szenario	46
5.15	Wake-Verluste je Windpark	49
5.16	Gesamtverluste je Windpark	50
A1	Verluste je Bundesland nach Verlustarten aufgeschlüsselt – 4D-Szenario	58
A2	Verluste je Bundesland nach Verlustarten aufgeschlüsselt – 5D-Szenario	59
B1	Zeitplan der Bachelorarbeit	60

Tabellenverzeichnis

4.1	Modellierungsszenarien	31
4.2	Spezifikation der Wake-Modelle	31
4.3	Erwartete Größenordnung der Verluste	35
5.1	Ergebnisse der Modellierung in absoluten Zahlen	36
5.2	Ergebnisse der Modellierung im Durchschnitt (je WEA)	36
5.3	Aufschlüsselung der Verlustarten als jeweilige Anteile am Brutto-AEP	36
5.4	Aufschlüsselung der Verlustarten als Durchschnitt je WEA	37

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Ausgeschriebene Form
AEP	Jahresenergieerzeugung (Annual Energy Production)
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BKG	Bundesamt für Kartografie und Geodäsie
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CF	Kapazitätsfaktor (Capacity Factor)
D	(Rotor-)Durchmesser [Einheit]
dB	Dezibel
dB(A)	A-bewertete Dezibel
DGM25	Digitales Geländemodell mit Gitterweite 25 m
DLM	Digitales Landschaftsmodell
DTU	Dänische Technische Universität
DWG	Deutsche WindGuard GmbH
FKZ	Förderkennzeichen
flh	Volllaststunden (full load hours)
Fraunhofer-IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
GASP	Global Atlas of Siting Parameters
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HWR	Hauptwindrichtung
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
IRW	Immissionsrichtwerte
KI	Künstliche Intelligenz
LES	Large Eddy Simulations
MENTOR	Entwicklung von Methoden zur Bewertung von Windenergieflächen unter Berücksichtigung von Restriktionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
newa	New European Wind Atlas
NWR	Nebenwindrichtung
RD	Rotordurchmesser
STRAIGHT	Steigerung von Qualität und Effizienz bei der Ertragsabschätzung für Windparks
TA Lärm	Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm
TI	Turbulenzintensität
TWh	Terawattstunde
WEA	Windenergieanlage

1 Motivation der Arbeit

Die Dekarbonisierung der Energieerzeugung ist ein maßgeblicher Bestandteil des Konzepts zur Bekämpfung des menschengemachten Klimawandels in der Bundesrepublik Deutschland (BMUB, 2016). Erneuerbare Energieträger kommen dabei vor allem in der Stromerzeugung sowie – zu jeweils geringeren Anteilen – im Wärme- und Verkehrssektor zum Einsatz. Im Jahr 2023 gelang ein Meilenstein: Erstmals wurden mehr als 50 % des deutschen Bruttostromverbrauchs von erneuerbaren Energien gedeckt. Die Windenergie spielt hierbei eine entscheidende Rolle: Sie deckte 2024 mehr als ein Viertel des Bruttostromverbrauchs und wurde damit noch vor den Kohlekraftwerken zur größten Stromerzeugungsform der Republik (Umweltbundesamt, 2025).

Gemäß Zahlen für das Jahr 2025 produzierten Windenergieanlagen an Land mit insgesamt 107,4 TWh deutlich mehr Energie als ihre Gegenstücke auf See (26,5 TWh). Auch die Leistung der installierten Anlagen an Land beträgt mit 68,1 GW das siebenfache gegenüber der Offshore-Windenergie (9,7 GW). Mit 80 % der produzierten Energie und 87,5 % der installierten Leistung ist die Windenergie an Land der dominante Teil der Stromerzeugung aus Wind (AGEE-Stat, 2026). Sie stellt somit das Rückgrat der deutschen Stromversorgung dar und ist als solches zentral für das Gelingen der Energiewende in der Bundesrepublik.

Eine Herausforderung ist hierbei die Abhängigkeit der Energieerträge von meteorologischen Bedingungen, vor allem der atmosphärischen Windgeschwindigkeit (Scott et al., 2024). Hinzu kommen durch die Planung verursachte Ertragsverluste, etwa durch die gegenseitige Windabschattung mehrerer Anlagen, durch behördliche Betriebsauflagen aufgrund von Immissions- oder Naturschutz sowie durch weitere Faktoren in den Bereichen Stromnetz, Sektormanagement oder Energieumwandlung (u.a.). Für eine effiziente Energiegewinnung ist es vonnöten, im Energiegewinnungsprozess entstehende energetische Ertragsverluste zu minimieren. Damit einher geht eine Optimierung der Energieproduktion je Anlage bei folglich im Allgemeinen verbesserter Wirtschaftlichkeit (Barthelmie et al., 2010; Lee und Fields, 2021).

In diesem Kontext gilt ein besonderes Augenmerk der Platzierung der Anlagen auf den behördlich ausgewiesenen Flächen für Windenergie. Viele der o.g. Verlustarten sind abstandsabhängig, also proportional zum Abstand der Anlagen zueinander. Dabei werden bei kleinerem Abstand zueinander allgemein größere energetische Verluste erwartet, allerdings ist durch die größere installierte Leistung je Fläche eine absolute Ertragssteigerung möglich. Diese Ambivalenz mit gleichzeitigen technologischen Weiterentwicklungen (größere Anlagen, verbesserte Strömungsmodelle) resultierte in einem Monitoring des Anlagenabstands, dargestellt in einer Analyse des Umweltbundesamts (Münzer et al., 2026a).

Die Ergebnisse jener Analyse und die sich daraus ergebenden Konsequenzen stellen die Grundlage dieser Arbeit dar und sind in Abschnitt 2 aufgeführt. Nachdem in Abschnitt 3 auf die theoretischen Grundlagen der Windenergie und die hier im Fokus stehenden Ertragsverluste eingegangen wird, skizziert die Arbeit in Abschnitt 4 verschiedene hypothetische Szenarien, welche der großflächigen Abschätzung von Ertragsverlusten dienen und Bezug auf die aktuelle technologische Entwicklung sowie Forschung zu diesem Thema nehmen. Die Implementierung in die Modellierung sowie die Integration in bestehende Forschungsprojekte werden ebenfalls beschrieben. Daraufhin folgt in Abschnitt 5 eine Darstellung der Modellierungsergebnisse, mitsamt kritischer Betrachtung und Diskussion. Auch Optionen für die Ergebnisvalidierung sowie Anregungen für künftige Forschung finden hier Platz. Die Arbeit endet schließlich in Abschnitt 6 mit einer kurzen Zusammenfassung und den zentralen Schlussfolgerungen.

2 Hintergrund: Anlagenabstände von Windenergieanlagen

In seinem Standardwerk schrieb Hau im Jahr 2016, dass in Windparks „Abstände von 5 bis 6 Rotordurchmessern in Hauptwindrichtung und ca. 3 Rotordurchmesser quer zur Hauptwindrichtung durchaus üblich“ (Hau, 2016: 804) seien. Er warnte allerdings, dass schon bei viel größeren Anlagenabständen aerodynamische Interferenz auftrete und diese den Feldwirkungsgrad erheblich beeinflusse. So führte er an, dass bei 8 bis 10 Rotordurchmessern in Haupt- sowie 3 bis 5 Rotordurchmessern in Nebenwindrichtung ein Feldverlust von etwa 10 % auftrete (Hau, 2016). Eine pauschale Bezifferung dieser Verluste ist jedoch nicht zu treffen, da die energetischen Verluste stark abhängig von lokalen Umweltbedingungen sowie spezifischen Parklayouts sind und damit zumeist eine Betrachtung von Einzelfällen erfordern.

In einem Hintergrundpapier quantifizierte das Umweltbundesamt die Abstände zwischen Windenergieanlagen in deutschen Onshore-Windparks in den Jahren von 2017 bis 2025. Ähnlich wie oben beschrieben wurde hierbei eine Unterscheidung in Haupt- und Nebenwindrichtung (HWR/NWR) getroffen. Die Abstandsberechnung erfolgte dabei elliptisch; die Ellipse erreicht ihre größte Ausdehnung in Hauptwindrichtung und ihren minimalen Querschnitt orthogonal dazu in Nebenwindrichtung (Münzer et al., 2026a). Das folgt früheren Potenzial- und Ertragsanalysen mit einer ähnlichen Vorgehensweise (Bons et al., 2023). Um eine Normierung und Vereinheitlichung zu erreichen, entspricht die Ausdehnung der Ellipse in Nebenwindrichtung stets zu $\frac{3}{5}$ jener in Hauptwindrichtung. Im Nachfolgenden ist der einfachen Lesbarkeit wegen meist nur der Abstand in Hauptwindrichtung angegeben, wenn es um die Beschreibung von zweidimensionalen Abstandsszenarien geht. Die Abstände d_{rel} zwischen zwei Windenergieanlagen sind proportional zum Rotordurchmesser angegeben, was wie in einschlägiger Literatur (Bons et al., 2023; Pape et al., 2022; Hau, 2016) mit der dimensionslosen Pseudo-Einheit D signalisiert werden soll. Sie berechnen sich gemäß

$$d_{\text{rel}} [\text{D}] = \frac{d_{\text{abs}} [\text{m}]}{\text{RD} [\text{m}]} \quad (2.1)$$

aus dem absoluten Abstand zwischen beiden Anlagen d_{abs} in Metern und dem Rotordurchmesser der analysierten Anlage RD in Metern. Zu beachten ist, dass unterschiedliche Rotordurchmesser beider Anlagen bei gleicher betrachteter Strecke zu unterschiedlichen d_{rel} führen können. Je analysierter Anlage wird dabei in der Studie die nach dem jeweiligen d_{rel} nächstgelegene WEA gewertet.

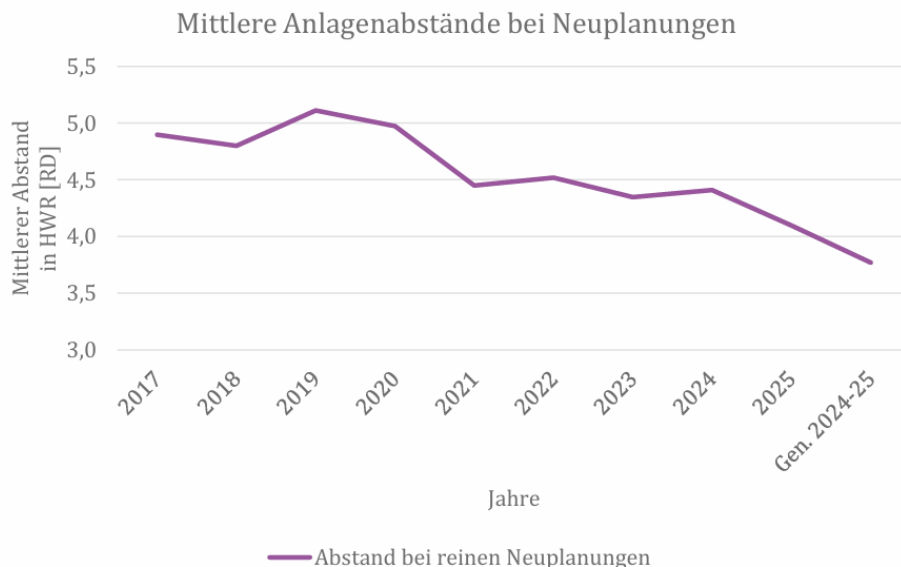


Abbildung 2.1: Zeitreihe der Anlagenabstände von Windenergieanlagen in Deutschland (Neuplanungen) nach Münzer et al. (2026a).

Dieses Verfahren wurde auf alle Anlagen im Bundesgebiet angewendet. Als Grundlage dafür diente ein Geodatensatz, der durch Wehner et al. (2025) mithilfe von künstlicher Intelligenz (KI) ausgewertete Satellitenbilder mit einem Auszug aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA, 2026) verschneidet und sowohl geographische als auch technische Daten beinhaltet (Münzer et al., 2026b). Er gehört zu den aktuellsten und genauesten Datensätzen zur Windenergie in Deutschland.

Die Ergebnisse des Hintergrundpapiers zeigten eine in Abbildung 2.1 dargestellte Verkleinerung der Abstände bei Neuplanungen proportional zum Rotordurchmesser von etwa 5D in Haupt- und 3D in Nebenwindrichtung im Jahr 2017 bis zu 4D in HWR und 2,4D in NWR im Jahr 2025. Bei Einbezug von Bestandsanlagen und Nichtbeachtung großer Abstände verringern sich diese Werte sogar bis auf 3,3D/2D im bundesweiten Durchschnitt (Münzer et al., 2026a). Dieser Trend entstand zu großen Teilen aus größeren Rotordurchmessern von neu gebauten Anlagen (siehe Abbildung 2.2 (a)), wodurch die absoluten Abstände (Abbildung 2.2 (b)) in etwa ähnlich blieben. Bemerkenswert sind zudem die vermehrt auftretenden kleineren Abstände von 3-4 Rotordurchmessern in HWR und weniger (Münzer et al., 2026a). Die meisten Potenzialstudien im Windenergiebereich an Land treffen Abstandsannahmen von 5D, allenfalls 4D in Hauptwindrichtung (Bons et al., 2023; Pape et al., 2022), was mit den aktuellen Entwicklungen bei Rotordurchmessern von bis zu 3D in HWR und 1,8D in NWR nicht Schritt halten kann.

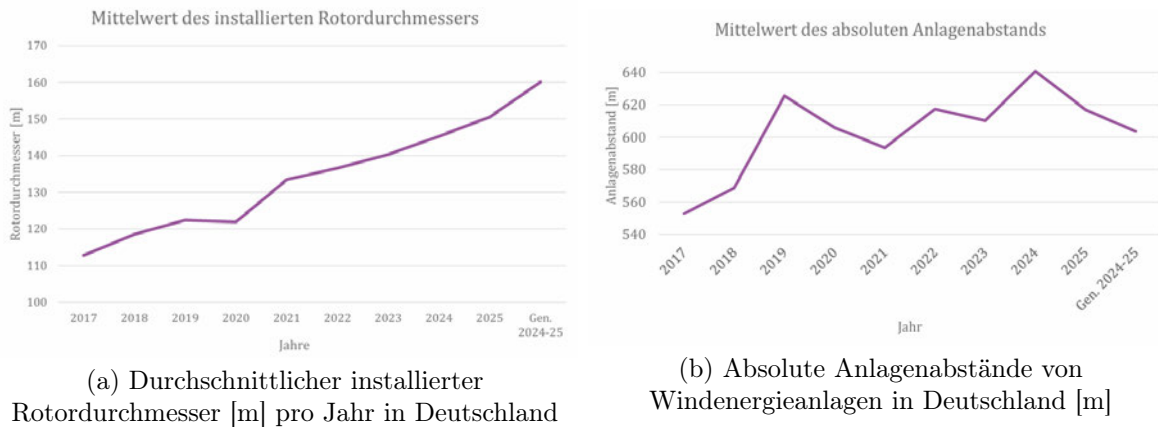


Abbildung 2.2: Durchschnittlicher installierter Rotordurchmesser [m] und absolute Anlagenabstände von Windenergieanlagen in Deutschland [m] nach Münzer et al. (2026a).

Die Verringerung der Abstände ist hierbei mit Hinblick auf den Ausbau der Windenergie differenziert zu betrachten. Einerseits kann prinzipiell die Leistungsdichte erhöht und somit eine größere Kapazität auf kleinerem bzw. gleich großem Raum geschaffen werden. Das verkleinert den Flächenbedarf für die Windenergie an Land. Andererseits steigen mit proportional abnehmendem Abstand auch die o.g. Ertragsverluste von Windenergieanlagen. Besonders die Verluste durch Windabschattung (Wake-Effekt) sowie durch erhöhte Drehzahlregulierung aufgrund von Schallimmissionen sind hierbei in Annahme dieser Arbeit abstandsabhängig. Zur Quantifizierung dieser Verluste soll diese Arbeit einen maßgeblichen Beitrag leisten.

3 Theoretische Grundlagen der Windenergie

3.1 Maximale Energiegewinnung einer Windenergieanlage

Eine Windenergieanlage dient grundsätzlich der Umwandlung von kinetischer Energie der Windströmung in elektrische Energie. Die kinetische Energie E_{kin} [J] der Windströmung mit Masse m [kg] und Geschwindigkeit v [m s^{-1}] lässt sich mit

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.1)$$

(Hau, 2016) und die Windleistung P_{Wind} [W] als verrichtete Arbeit pro Zeit t mit

$$P_{\text{Wind}} = \frac{dE_{\text{kin}}}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 \quad (3.2)$$

(Gasch und Twele, 2005) beschreiben.

In der klassischen Strömungsmechanik kann eine Massenflussdichte $\frac{dm}{dt}$ einer Masse m durch eine infinitesimal dünne Querschnittsfläche A [m^2] mit

$$\frac{dm}{dt} = \rho v A \quad (3.3)$$

beschrieben werden, solange die Luft mit konstanter Dichte ρ [kg m^{-3}] und Geschwindigkeit v strömt. Somit kann durch Einsetzen von (3.3) in (3.2) die Windleistung als

$$P_{\text{Wind}} = \frac{dE_{\text{kin}}}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (3.4)$$

(Gasch und Twele, 2005) definiert werden. Die Abhängigkeit der Leistung von der Windgeschwindigkeit zur dritten Potenz ist hervorzuheben. Bei konventionell kreisförmiger Entnahmefläche A einer modernen Windkraftanlage ist hierbei auch eine quadratische Abhängigkeit zum Rotorradius bzw. zum Rotordurchmesser gegeben.

Für die Leistungsentnahme der Windenergieanlage muss zusätzlich noch ein dimensionsloser Leistungsbeiwert C_P berücksichtigt werden. Dieser entspricht dem Wirkungsgrad und gibt an, welchen Anteil der verfügbaren Energiemenge im Wind die Anlage mechanisch entnehmen kann (Gasch und Twele, 2005).

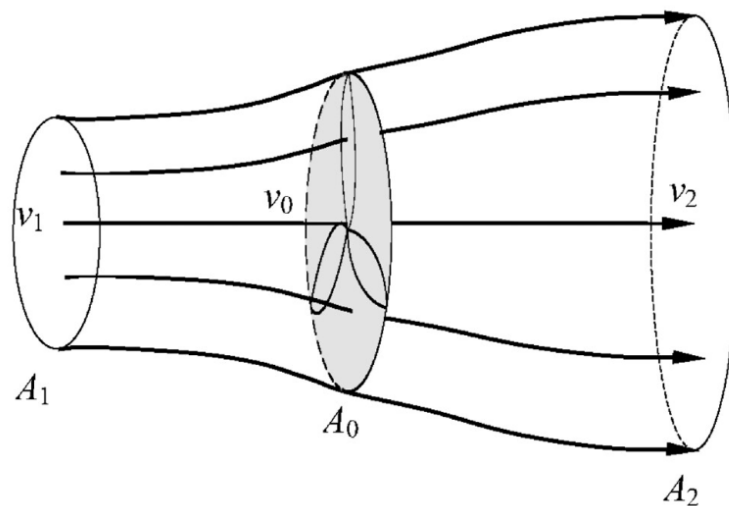


Abbildung 3.1: Idealisierte Strömung um eine Windenergieanlage in einem homogenen Windfeld nach Coelho (2023).

C_P lässt sich aus der entnommenen kinetischen Energie in einem idealisierten homogenen Windfeld herleiten. Dabei wird eine konstante Massenflussdichte der Windströmung vorausgesetzt. Unter Anwendung von (3.3) wird diese gemäß Abbildung 3.1 als

$$\frac{dm}{dt} = \text{const.} = \rho v_0 A_0 = \rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 \quad (3.5)$$

(Gasch und Twele, 2005) definiert. Da sich die Windgeschwindigkeit stromabwärts durch die Energieentnahme verringert, muss sich bei konstanter Luftdichte ρ die Querfläche A vergrößern. Die entnommene kinetische Energie kann zunächst durch die Geschwindigkeitsdifferenz zwischen v_1 und v_2 als

$$\Delta E_{\text{kin}} = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_2^2) \quad (3.6)$$

und die entnommene Windleistung P_{mech} in der Folge als

$$P_{\text{mech}} = \frac{d\Delta E}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} (v_1^2 - v_2^2) \quad (3.7)$$

(Gasch und Twele, 2005) mit zwei Windgeschwindigkeiten vor (v_1) und hinter (v_2) der Anlage definiert werden. Aus (3.2) ist von allen Querflächen lediglich A_0 bekannt. So kann die Massenflussdichte in (3.7) gemäß ihrer Definition in (3.5) ersetzt werden, was in

$$P_{\text{mech}} = \frac{1}{2} \rho A_0 v_0 (v_1^2 - v_2^2) \quad (3.8)$$

mit der Rotorfläche A_0 und der Windgeschwindigkeit am Rotor v_0 resultiert. v_0 kann hierbei gemäß dem Froude-Rankine-Theorem in idealisierter Strömung als Mittelwert der beiden anderen Geschwindigkeiten, also

$$v_0 = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (3.9)$$

angenommen werden (Gudmundsson, 2014). Die vollständige Gleichung für die entnommene Windleistung kann durch Einsetzen von (3.9) in (3.8) aufgestellt werden und lautet

$$P_{\text{mech}} = \frac{1}{2} \rho A_0 \frac{v_1 + v_2}{2} (v_1^2 - v_2^2) \quad (3.10)$$

(Gasch und Twele, 2005), beziehungsweise, in allgemeiner Form,

$$P_{\text{mech}} = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \quad (3.11)$$

mit den Windgeschwindigkeiten stromaufwärts der WEA v_1 und -abwärts v_2 sowie der Rotorfläche A (Hau, 2016). Durch das Verhältnis der Anlagenleistung (entnommene Leistung, (3.11)) zur Windleistung (3.4) kann der maximale Leistungsbeiwert nun über

$$C_P = \frac{P_{\text{mech}}}{P_{\text{Wind}}} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} \quad (3.12)$$

ermittelt werden (Hau, 2016). Durch Umformungen gemäß

$$\begin{aligned}
C_P &= \frac{P_{\text{mech}}}{P_{\text{Wind}}} = \frac{\frac{1}{4}\rho A(v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2)}{\frac{1}{2}\rho A v_1^3} \\
&= \frac{1}{2} (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) \frac{1}{v_1^3} \\
&= \frac{1}{2} [v_1^3 + v_1^2 v_2 - v_2^2 v_1 - v_2^3] \frac{1}{v_1^3} \\
&= \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_2}{v_1} - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^3 \right] \tag{3.13}
\end{aligned}$$

folgt der Term

$$C_P = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_2}{v_1} \right] \tag{3.14}$$

(Hau, 2016). Der Leistungsbeiwert kann somit als Funktion des Geschwindigkeitsverhältnisses $\frac{v_2}{v_1}$ angegeben werden.

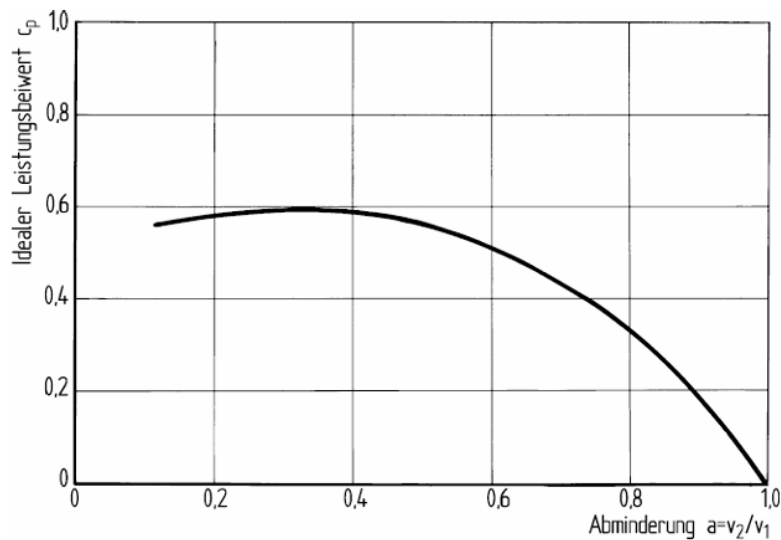


Abbildung 3.2: Auftragung des Leistungsbeiwerts C_P in Abhängigkeit des Verhältnisses $\frac{v_2}{v_1}$ nach Hau (2016).

Bei Auftragung in einem Koordinatensystem wie in Abbildung 3.2 ist erkennbar, dass C_P ein Maximum hat, welches analytisch bestimmbar ist. Dafür können mittels der Hilfermdefinition

$$b := \frac{v_2}{v_1} \tag{3.15}$$

und der analytischen Berechnung

$$C_P = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}b - \frac{1}{2}b^2 - \frac{1}{2}b^3 \quad (3.16)$$

$$\frac{\partial C_P}{\partial b} = \frac{1}{2} - b - \frac{3}{2}b^2 \stackrel{!}{=} 0 \quad (3.17)$$

$$\Rightarrow -\frac{3}{2}b^2 - b + \frac{1}{2} = 0$$

$$\Rightarrow b_{1,2} = \frac{1 \pm \sqrt{1 + 4 \cdot \frac{3}{2} \cdot \frac{1}{2}}}{-3}$$

die zwei Lösungen

$$b_1 = -1; \quad b_2 = \frac{1}{3} \quad (3.18)$$

ermittelt werden (Gasch und Twele, 2005). b_1 ist keine physikalisch sinnvolle Lösung, weswegen b_2 aussagt, dass die Leistungsentnahme maximal wird, wenn die Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor auf ein Drittel des Ursprungswerts fällt. Es gilt folgerichtig

$$v_2 = \frac{v_1}{3}, \quad (3.19)$$

was später in (3.26) noch relevant wird. Mithilfe dieses Verhältnisses lässt sich durch Einsetzen in (3.14) auch das Maximum von C_P herausfinden, was bei

$$C_{P, \max} = \frac{16}{27} = 0,593 \quad (3.20)$$

liegt. Der maximale theoretische Wirkungsgrad einer idealen Anlage beträgt somit 59,3 % (Betz, 1920). Dieser Wert stellt ein theoretisches Maximum für die Energieentnahme dar, ist in der Praxis jedoch nicht erreichbar. Moderne Windenergieanlagen, die nach dem Auftriebsprinzip funktionieren, erreichen Leistungsbeiwerte von etwa 0,5 bis 0,55 und somit nahezu das theoretische Maximum. Die Diskrepanz ergibt sich unter anderem aus dreidimensionalen Strömungsstrukturen und turbulenten atmosphärischen Flüssen, welche den idealisierten Annahmen entgegenstehen (Hau, 2016).

Die maximal mögliche Leistung einer Windenergieanlage P_{\max} lässt sich somit vollständig mit der Grundgleichung der Windenergie

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_P \quad (3.21)$$

mit der Luftdichte ρ , der Rotorfläche A , der Windgeschwindigkeit v und dem Leistungsbeiwert (Wirkungsgrad) C_P beschreiben (Gasch und Twele, 2005).

In diesem Kontext ist auch C_T , der dimensionslose Schubkoeffizient der Anlage, wichtig. Er quantifiziert den Anteil des dynamischen Drucks der Windströmung, welcher in Schub auf den Rotor umgewandelt wird. Eine detailliertere Herleitung ist in Schmitz (2019) zu finden. Es besteht eine nichtlineare Abhängigkeit zu C_P . Für spätere Abschnitte ist mit

$$C_T(C_{P, \max}) \approx 0,889 \quad (3.22)$$

der Wert am Betz'schen Optimum relevant.

3.2 Reale Energiegewinnung einer Windenergieanlage

Obwohl der tatsächliche Wirkungsgrad einer WEA nahe an das theoretische Maximum heranreicht, sind in der realen Energiegewinnung einige Faktoren zu berücksichtigen, die eine Leistungsanpassung

der Anlage zur Folge haben. Modernen Windenergieanlagen liegt das Prinzip einer anlagenspezifischen Kennlinie zugrunde, beispielhaft in Abbildung 3.3 dargestellt. Sie stellt eine Beziehung zwischen Windgeschwindigkeit und Anlagenleistung her. Die Kennlinie ist nach Standard „IEC 61400-12“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) definiert und besitzt drei fest definierte Punkte: v_E repräsentiert die untere Grenze der Windgeschwindigkeit, bei der die WEA Strom produziert, also eine Leistung $P > 0$ erbringt. v_N ist gleichbedeutend mit der unteren Grenze der Windgeschwindigkeit, bei der die Anlage ihre technisch festgelegte maximale Leistung, die Nennleistung P_{nenn} , erbringen kann. v_A spiegelt die obere Grenze der Windgeschwindigkeit wider, bei der die Anlage sicher arbeiten und somit Leistung erbringen kann. Bei Windgeschwindigkeiten, die größer als v_A sind, wird der Betrieb aus Sicherheitsgründen eingestellt. Diese Kennlinien sind integraler Bestandteil jeder modernen Windenergieanlage, in vielen Fällen jedoch Betriebsgeheimnis (Hirschmann, 2024).

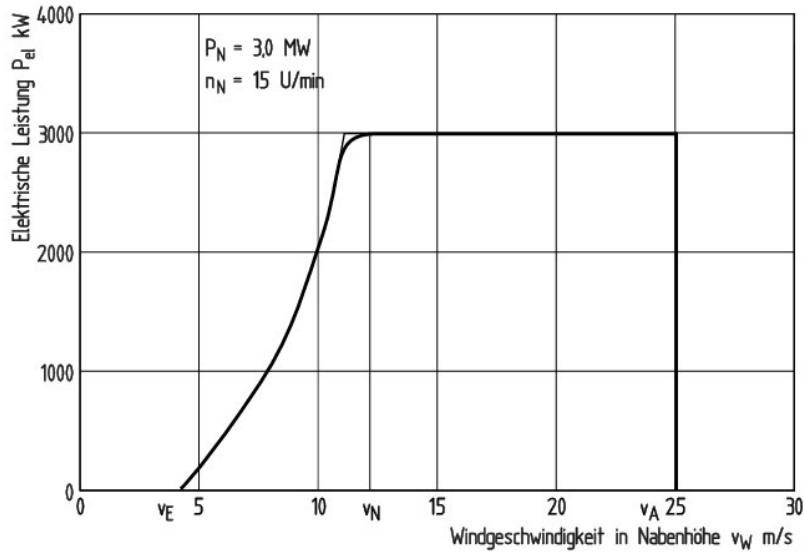


Abbildung 3.3: Kennlinie einer Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 3 MW nach Hau (2016).

Mithilfe einer anlagenspezifischen Kennlinie $P(v)$ und einer standortspezifischen Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Windgeschwindigkeiten $p(v)$ ist es möglich, die durchschnittliche Leistung \bar{P} einer Windenergieanlage zu berechnen. Da das Integral von $p(v)$ auf 1 normiert ist, lässt sich die mittlere Leistung mit dem Integral

$$\bar{P} = \int_{v_E}^{v_A} P(v)p(v)dv \quad (3.23)$$

über die die Leistungskennlinie und die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion berechnen (Hirschmann, 2024). Mithilfe der mittleren Leistung lässt sich der Kapazitätsfaktor CF ermitteln, der gemäß

$$CF = \frac{\bar{P}}{P_{\text{nenn}}} \quad (3.24)$$

das Verhältnis der durchschnittlichen Leistung \bar{P} zur Nennleistung P_{nenn} angibt (Hau, 2016). CF hat typischerweise Werte zwischen 0,3 und 0,4 (Schmitz, 2019). Mit diesem Wert ist eine Berechnung der jährlichen Energieertragsmenge einer Windenergieanlage möglich. Diese wird als AEP (Annual Energy Production) angegeben, ist als

$$AEP [\text{Wh}] = 8760 \text{ h} \cdot CF \cdot P_{\text{nenn}} \quad (3.25)$$

definiert (Hirschmann, 2024) und wird allgemein zur gebräuchlichen Nutzung in Wattstunden ange-

geben. Mithilfe des AEP kann die Stromproduktion verschiedener Anlagen an verschiedenen Standorten verglichen werden. Hieraus ist auch erkennbar, dass eine größere Nennleistung nicht direkt zu einer größeren Ertragsmenge führt. Vielmehr ist eine optimale Anpassung der Kennlinie an lokale Gegebenheiten vonnöten, um auch einen hohen Kapazitätsfaktor und somit möglichst hohe Ertragsmengen zu generieren.

3.3 Windströmung um eine Windenergieanlage

Schon in Abschnitt 3.1 wurde dargelegt, dass eine Windenergieanlage die Windströmung im lokalen Umfeld signifikant verändern kann. Bei Betrachtung der Formel für die entnommene kinetische Energie (3.6) fällt auf, dass die Strömung durch die entnommene Energie bei konstanter Luftmasse stromabwärts der Anlage ein Geschwindigkeitsdefizit erfahren muss. Zudem wird die Turbulenzintensität (TI) der Strömung durch die sich drehenden Rotoren erhöht. Beide Phänomene werden im Allgemeinen als „Wake-Effekt“ bezeichnet und führen stromabwärts zu signifikanten Ertragsverlusten, höheren Unwuchtlasten und steigenden Wartungskosten der dort platzierten Anlagen (Hau (2016), Katić et al. (1987)).

Obwohl es verschiedene berechnete Ansätze zur genaueren Beschreibung der Wake-Formen und Wake-Intensitäten gibt, besteht im Allgemeinen ein Konsens, dass das Phänomen in einen „Near-Wake“-Bereich und einen „Far-Wake“-Bereich unterteilt werden kann. Die Grenze zwischen beiden wird je nach Literatur verschieden festgelegt und kann bei etwa dem zwei- bis fünffachen des Rotordurchmessers stromabwärts liegen (Emeis, 2018).

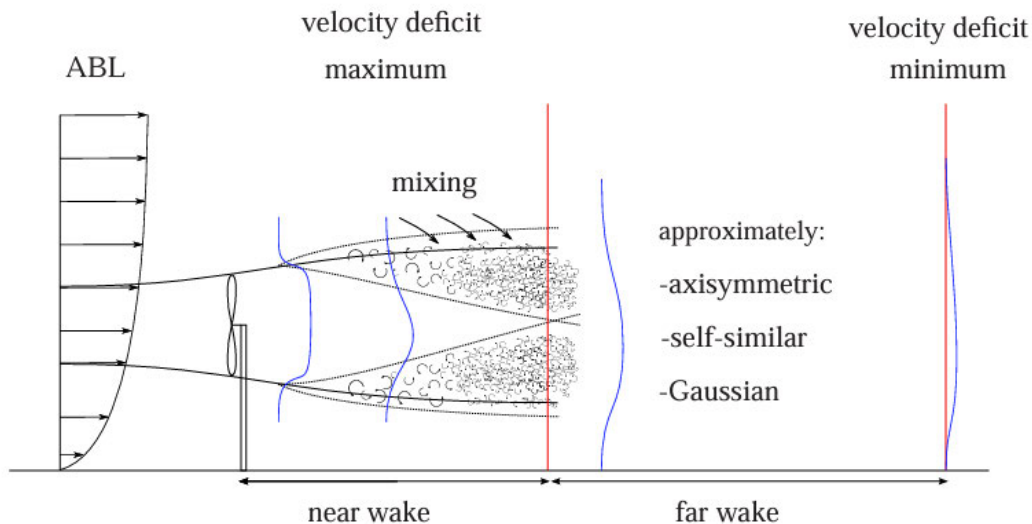


Abbildung 3.4: Vertikales Geschwindigkeitsprofil in der Wake einer Windenergieanlage nach Sanderse (2009).

Stromabwärts gesehen ist die Near-Wake dabei die Fläche, die direkt hinter dem Rotorblatt liegt. Sie zeichnet sich durch komplexe, hochgradig turbulente Strömungen aus, wie in Abbildung 3.4 dargestellt ist. Dreidimensionale Vortexstrukturen des sich drehenden Rotors sind noch erkennbar und eine Modellierung dieses Bereichs erfordert komplexe Programme, die die Strömung hochauflösend darstellen können (Hirschmann, 2024).

Die Far-Wake schließt sich an die Near-Wake an und zeichnet sich im Wesentlichen durch das fortgetragene Geschwindigkeitsdefizit aus. Bei der Modellierung ist die genaue Struktur des Rotors nicht von Bedeutung, da sich die größeren Vortizes bis dahin weitestgehend aufgelöst haben. Ihre Beschaffenheit hängt unter anderem vom Schub der Anlage, also dem Anteil an extrahierter Energie aus der Strömung, und der atmosphärischen Turbulenzintensität in der Umgebung ab. Auch makroskaligere Effekte wie die

Topographie oder die atmosphärische Stabilität beeinflussen die Far-Wake-Region (Hirschmann, 2024).

Da Windenergieanlagen in aller Regel in einem Abstand von etwa drei bis fünf Rotordurchmessern voneinander entfernt stehen, ist vor allem die Beschaffenheit der Far-Wake für die Abschätzung der Energieerträge von Interesse. Sie hat zu Beginn innerhalb der Wake ein etwa gleichmäßiges Geschwindigkeitsdefizit, das sich mit der Zeit – wie in Abbildung 3.4 beschrieben – einer achsensymmetrischen Gauß-Verteilung angleicht, bei der das Geschwindigkeitsdefizit in Wake-Mitte am größten ist. Die Wake dehnt sich stromabwärts horizontal in etwa linear aus. Vertikal spielen Scherkräfte durch Boden und Vertikalprofil der atmosphärischen Grenzschicht eine Rolle, weswegen die Geschwindigkeitsverteilung verzerrt werden kann. Die Wake und ihr Geschwindigkeitsdefizit konvergieren mit zunehmender Wegstrecke durch Austausch mit der Atmosphäre gegen null. Je größer dabei die atmosphärische Turbulenz und die Scherkräfte, desto schneller „erholt“ sich die Wake und nähert sich der Umgebungswindgeschwindigkeit an. Daher sind Wake-Effekte über dem Meer in aller Regel persistenter und beeinträchtigender als ihre Gegenstücke an Land (Hirschmann, 2024).

Beachtung soll zudem die Addition von Wake-Effekten finden, da ganze Windparks makroskaligere und persistenterere Wakes generieren. Dabei gibt es verschiedene Ansätze, die in den nachfolgenden Strömungsmodellen vorgestellt werden. Grundsätzlich ist jedoch zu beachten, dass die Modellierung einzelner Wakes einfacher als die Berechnung sich überlagernder Effekte auf übergeordneter Ebene ist. Da Wakes bei großen Windparks jedoch selbst an Land über $\mathcal{O}(10)$ km spürbar sind, ist diese Ebene vor allem in dicht bebauten Regionen Deutschlands nicht zu vernachlässigen (Emeis, 2018).

3.4 Strömungsmodelle

Die intensive Forschung auf diesem Gebiet hat vor allem im letzten Jahrzehnt zu einer vermehrten Entwicklung von analytischen Wake-Modellen geführt. Dabei existieren verschiedene Ansätze, die vor allem die Geschwindigkeitsdefizitsverteilung innerhalb der Wakes (Wake Deficit Models) sowie die Superposition, also die Überlagerung mehrerer Wakes (Superposition Models) betreffen. Zusammen mit Turbulenzmodellen und evtl. zusätzlichen Gleichungssystemen nähern sie sich möglichst präzise einer gesamtheitlichen Beschreibung der Strömung um Windenergieanlagen an. Die Bandbreite der Modelle reicht dabei von sehr simplen, vereinfachten Modellen bis hin zu komplexeren Programmen, die mehr Parameter miteinbeziehen können (Pedersen et al., 2023).

3.5 Geschwindigkeitsdefizitmodelle

Analytische Geschwindigkeitsdefizitmodelle (Wake Deficit Models) versuchen, das durch eine Windenergieanlage verursachte Geschwindigkeitsdefizit möglichst akkurat mathematisch abzubilden. Ziel dabei ist die ein- bis mehrdimensionale Modellierung der Windgeschwindigkeiten stromabwärts der Anlage. In aller Regel wird dabei aufgrund zu großer Turbulenzeffekte im Near-Wake nur die Far-Wake-Region dargestellt (Hirschmann, 2024).

3.5.1 Top-Hat-Modell nach Jensen

Pionierarbeit auf diesem Gebiet leistete in den frühen 1980er-Jahren Jensen, der in seiner „Note on Wind Generator Interaction“ 1983 das erste simple Modell zur Wake-Berechnung aufstellte. Es zeichnet sich im Wesentlichen durch ein gleichmäßiges, sich vom Rotor linear ausbreitendes Geschwindigkeitsdefizit aus, das sich abhängig von einer dimensionslosen atmosphärischen „Entrainment-Konstante“ α erholt (Jensen, 1983).

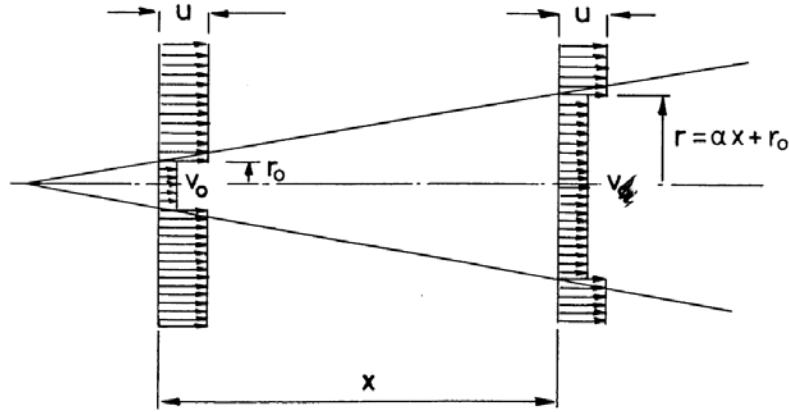


Abbildung 3.5: Einfaches Wake-Modell mit Parameterdefinitionen nach Jensen (1983).

Zur Berechnung der Windgeschwindigkeit wählte Jensen einen „Top-Hat“-Ansatz. Dieser beinhaltet keine Geschwindigkeitsvariation innerhalb einer einzelnen Wake-Strömung in y -Richtung (orthogonal zur Strömungsrichtung). Der Ansatz führt zur aus Abbildung 3.5 abgeleiteten Impulsgleichung

$$\pi r_0^2 v_0 + \pi(r^2 - r_0^2)u = \pi r^2 v \quad (3.26)$$

zwischen der geschwindigkeitsdefizitären Rotorfläche und einem anfangs unbeeinträchtigten Kreisring, dessen Größe mit der zunehmenden Betrachtungsfläche bei größerer Entfernung vom Rotor ebenfalls zunimmt, einerseits und ebendieser Betrachtungsfläche andererseits. Dabei ist r_0 der Rotorradius, $v_0 = \frac{1}{3}u$ die aus der Theorie (3.19) abgeleitete Wakegeschwindigkeit, u die Umgebungswindgeschwindigkeit und r (eher $r(x)$) der Radius der größer werdenden Betrachtungsfläche. Er ist auch als

$$r(x) = \alpha x + r_0 \quad (3.27)$$

definiert, wobei x die Entfernung zum Rotor ist. α beschreibt die Entrainment-Konstante, die Jensen für „usual wakes“ auf 0,1 festsetzte, selbst allerdings auch andere Werte in Betracht zog. Bei der Validierung kalibrierte er den Wert anhand von Messdaten und erreichte $\alpha = 0,070$. Allerdings verwies er bei diesem Parameter auf einige idealisierte Annahmen und Abhängigkeiten von atmosphärischen Bedingungen (Jensen, 1983). Aus (3.26) leitete Jensen für die Geschwindigkeit der Strömung im Wake

$$v(x) = u \left[1 - \frac{2}{3} \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right] \quad (3.28)$$

(Jensen, 1983), beziehungsweise, in vergleichbarer Form,

$$\frac{\Delta U}{U_\infty} = \frac{2}{3} \frac{r_0^2}{(r_0 + \alpha x)^2} \quad (3.29)$$

mit dem normalisierten Geschwindigkeitsdefizit $\frac{\Delta U}{U_\infty}$ ab. Unter der Berücksichtigung, dass eine Turbine nicht immer die vollständige Energie aus der Strömung entnehmen kann, entwickelte Jensen das Modell vier Jahre später zusammen mit Katić und Højstrup unter Einbezug des am Ende von Abschnitt 3.1 erwähnten Schubkoeffizienten C_T weiter. Die leeseitige Strömungsgeschwindigkeit der Anlage konnte nun durch

$$\frac{\Delta U}{U_\infty} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{(1 + 2kx/D)^2} \quad (3.30)$$

mit dem Schubkoeffizienten der WEA C_T , dem Rotordurchmesser D [m] und dem Abstand vom Rotor x (in Strömungsrichtung). Dabei wurde Jensens Modell lediglich so erweitert, dass nicht immer das

Betz'sche Optimum der Strömung ausgeschöpft werden muss. Das ist besonders bei größeren Windgeschwindigkeiten relevant, bei denen die Nennleistung der Anlage schon erreicht ist und ein größerer Anteil der Windenergie in der Strömung verbleibt. Dass Jensens Modell diese Annahme zugrunde liegt, lässt sich mittels Einsetzen des C_T -Wertes am Betz'schen Optimum, dargestellt in (3.22), in (3.30) zeigen. Durch Gleichsetzen und Umformen mit (3.29) unter der Annahme $r_0 = \frac{D}{2}$ wird mit

$$\frac{\Delta U}{U_\infty} = \frac{1 - \sqrt{1 - 0,889}}{(1 + 2kx/D)^2} \stackrel{!}{=} \frac{2}{3} \frac{r_0^2}{(r_0 + \alpha x)^2} \quad (3.31)$$

$$\frac{2}{3} \frac{1}{(1 + 2kx/D)^2} = \frac{2}{3} \frac{\left(\frac{D}{2}\right)^2}{\left(\frac{D}{2} + \alpha x\right)^2}$$

$$\frac{1}{(1 + 2kx/D)^2} = \frac{\frac{D^2}{4}}{\frac{D^2}{4} + D\alpha x + (\alpha x)^2}$$

$$\frac{1}{(1 + 2kx/D)^2} = \frac{1}{1 + \frac{4\alpha x}{D} + \left(\frac{2\alpha x}{D}\right)^2}$$

$$\frac{1}{(1 + 2kx/D)^2} = \frac{1}{(1 + 2\alpha x/D)^2} \quad (3.32)$$

zudem gezeigt, dass für die hier k genannte Wakezerfallskonstante $k = \alpha$ gilt, mit gleichen standortspezifischen atmosphärischen Eigenschaften. Der Ertrag (AEP) für große Windparks ändere sich bei kleineren Änderungen von k kaum, da ein kleines k eine große Leistungsreduktion in einer kleinen Zone bewirke, während ein großes k das Gegenteil tue (Katić et al., 1987). Spätere Analysen kamen dabei zu verschiedenen Werten für k , als Referenz dienen etwa $k = 0,075$ für Onshore- (Barthelmie et al., 2006; Bastankhah und Porté-Agel, 2014) und $k = 0,05$ (Barthelmie et al., 2006) bzw. $k = 0,04$ (Barthelmie und Jensen, 2010) für Offshore-Anwendungen.

Das Modell berücksichtigt keine horizontalen Geschwindigkeitsunterschiede innerhalb der Wake, obwohl Jensen schon 1983 in seinem Werk darauf verweist, dass die reale Verteilung eher „Gaussian or bell-shaped“ (Jensen, 1983: 8), also „gaußsch oder glockenförmig“ sei. Zum Zwecke der rechenoptimierten Beschreibung des Energiegehalts der Strömung befanden sowohl er als auch Katić und Højstrup diese Vereinfachung dennoch für sinnvoll (Katić et al., 1987). Die Ergebnisse aus beiden Papieren wurden mit in-situ-Messungen bzw. Windkanalmessungen verglichen und als zufriedenstellend erachtet (Jensen, 1983; Katić et al., 1987). Später jedoch wurde das Modell für diese Vereinfachung kritisiert, da es das Geschwindigkeitsdefizit in der Mitte der Wake unterschätze, am Rand jedoch überschätze (Bastankhah und Porté-Agel, 2014). Zudem berücksichtige es nicht die Impuls-, sondern lediglich die Massenerhaltung (Bastankhah und Porté-Agel, 2014; Niayifar und Porté-Agel, 2016)

Katić, Højstrup und Jensen schrieben schließlich in ihrem Papier: „Since so many aspects concerning wakes need to be clarified, it does not seem worthwhile to extend the model at present“ (Katić et al., 1987: 410). Daraufhin vergingen mehr als 25 Jahre ohne durchschlagkräftige Ansätze. Lediglich Weiterentwicklungen des Jensen-Modells wurden erstellt, etwa durch Frandsen et al. (2006). Die Prognose der gaußförmigen Modellierung wurde schon durch Ishihara et al. (2004) erprobt und sollte sich später auch als Grundlage für weitere Wake-Modelle erweisen.

3.5.2 Gaußförmiges Modell nach Bastankhah und Porté-Agel

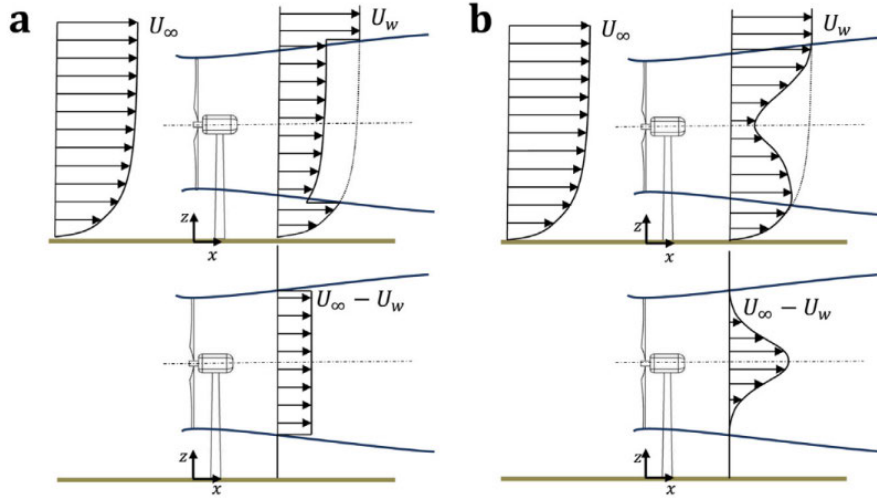


Abbildung 3.6: Unterschiedliche Ansätze bei Wake-Modellen,
 links: Top-Hat-Ansatz, rechts: gaußförmiger Ansatz,
 oben: Darstellung der jeweiligen Windgeschwindigkeiten,
 unten: Darstellung der jeweiligen Geschwindigkeitsdefizite.
 Nach Bastankhah und Porté-Agel (2014).

Im Jahr 2014 präsentierten Bastankhah und Porté-Agel ein neues analytisches Modell, das eine Gauß-Verteilung für die Geschwindigkeitsdefizitsverteilung in der Wake annimmt. Dass diese Form der Realität entspreche, sei gemäß ihrem Papier schon in Windkanalmessungen, numerischen Simulationen und Betriebsdaten von Windenergieanlagen nachgewiesen worden. Die vollständige Modellierung des Geschwindigkeitsdefizits erfolgt mittels

$$\frac{\Delta U}{U_\infty} = \left(1 - \sqrt{1 - \frac{C_T}{8(k^*x/d_0 + \varepsilon)^2}} \right) \cdot \exp \left(-\frac{1}{2(k^*x/d_0 + \varepsilon)^2} \left[\left(\frac{z - z_h}{d_0} \right)^2 + \left(\frac{y}{d_0} \right)^2 \right] \right) \quad (3.33)$$

mit dem normalisierten Geschwindigkeitsdefizit $\frac{\Delta U}{U_\infty}$, dem Schubkoeffizienten der WEA C_T , dem Rotordurchmesser d_0 [m], den Koordinaten x (in Strömungsrichtung), y (horizontal quer zur Strömungsrichtung), z (vertikal) sowie der Nabenhöhe z_h , alle jeweils in [m] (Bastankhah und Porté-Agel, 2014). Die dimensionslose Wakewachstumsrate $k^* = \frac{\partial \sigma}{\partial x}$ beschreibt die Standardabweichungsänderung der Gauß-Verteilung und ist von k im Top-Hat-Modell zu unterscheiden. Bastankhah und Porté-Agel schlugen hierfür keinen eindeutigen Wert vor, betonten jedoch die Relevanz weiterer Forschung in diese Richtung. ε wird im Modell als

$$\varepsilon = 0,2\sqrt{\beta} \quad (3.34)$$

beschrieben; β ist wiederum eine Funktion des Schubkoeffizienten der Anlage und lässt sich als

$$\beta = \frac{1 + \sqrt{1 - C_T}}{2\sqrt{1 - C_T}} \quad (3.35)$$

ausdrücken. Der erste Teil von (3.33) beschreibt die Verluste mittig stromabwärts der Anlage. Mit der angehängten Exponentialfunktion wird die Abnahme des Geschwindigkeitsdefizits bei zunehmender Entfernung vom Mittelpunkt der Wake beschrieben. Das Grundprinzip eines entzogenen Schubs, der sich im Nachlauf auf eine größere Fläche verteilt und somit schwächer wird, ähnelt dem Jensen-Modell. Das Bastankhah-Modell erreichte im Vergleich mit Windkanalmessungen (siehe Abbildung 3.7) große

Übereinstimmungen und war in der Lage, die Geschwindigkeiten innerhalb der Wake präziser auszudrücken als das Top-Hat-Modell von Jensen (Bastankhah und Porté-Agel, 2014). In der direkten grafischen Gegenüberstellung (Abbildung 3.6) sind die Unterschiede deutlich zu sehen.

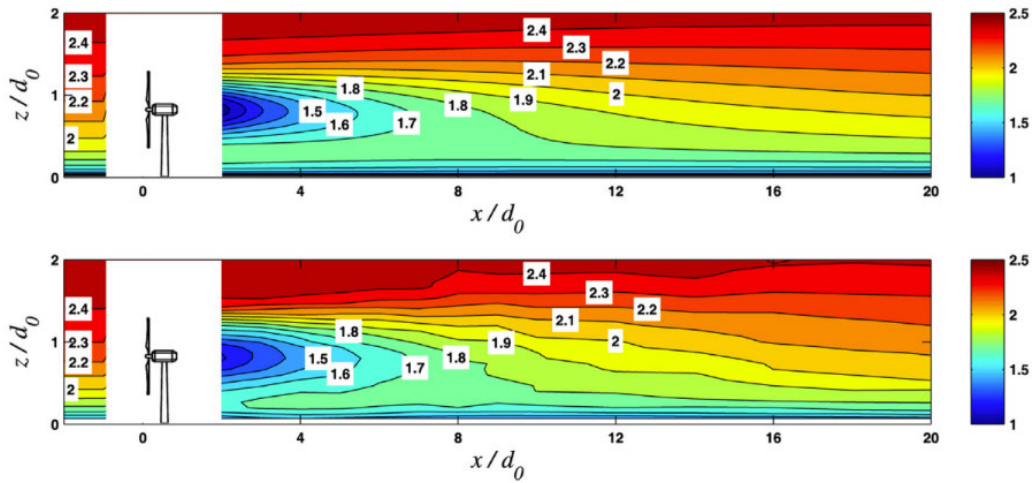


Abbildung 3.7: Vergleich von ermittelten Windgeschwindigkeiten des neu entwickelten analytischen Modells (oben) mit Windkanalmessungen (unten) nach Bastankhah und Porté-Agel (2014).

3.5.3 Weiterentwicklungen des gaußförmigen Modells

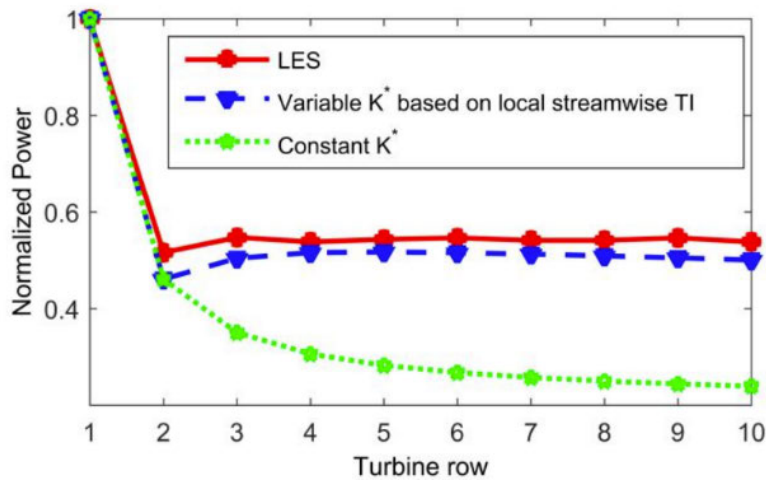


Abbildung 3.8: Vergleich der Leistung einer Reihe von Windturbinen bei neuer Definition des k^* -Werts mit Vergleich zu LES-Daten nach Niayifar und Porté-Agel (2016).

Neuere Modelle sind in aller Regel eine Weiterentwicklung dieses Ansatzes. Niayifar und Porté-Agel modifizierten 2016 lediglich das zugehörige Superpositionsmodell (siehe Abschnitt 3.6) und gestalteten den Parameter k^* turbulenzabhängig. Der Wert für die Wakewachstumskonstante liege nun bei

$$k^* = a_1 I + a_2 \tag{3.36}$$

mit der lokalen Turbulenzintensität I ($0 \leq I \leq 1$). Diese besteht aus der Turbulenzintensität der Um-

gebung und der addierten Turbulenzintensität durch die luvseitig stehenden Anlagen. a_1 und a_2 (beide dimensionslos) wurden durch Large Eddy Simulations (LES) bestimmt und auf 0,3837 bzw. 0,003678 festgesetzt. Die Validierung zeigte eine deutliche Verbesserung gegenüber einem konstant angenommenen k^* , was in Abbildung 3.8 visualisiert ist (Niayifar und Porté-Agel, 2016).

Zong und Porté-Agel beschrieben 2020 eine aus ihrer Sicht erstmalige Herleitung eines physikalisch konsistenten analytischen Wake-Modells, was sich im Wesentlichen auf eine Änderung des Superpositionsmodells (siehe Abschnitt 3.6) beschränkt. Zur Wake-Modellierung verwendeten die beiden ebenfalls das durch Niayifar weiterentwickelte Bastankhah-Modell und erweiterten es, indem der Schubkoeffizient nun als Fehlerfunktion geschrieben wird und die Wakebreite sowie die Near-Wake-Länge neu definiert wurden. Damit erreichten sie gemäß ihrer Validierung die bis zu diesem Zeitpunkt genauesten Ergebnisse (Zong und Porté-Agel, 2020).

Der Problematik von Wakes auf größeren Skalen (gesamte Parks) hatte sich das dänische Unternehmen Ørsted angenommen und mit dem TurbOPark-Modell eine Weiterentwicklung des Bastankhah-Modells sowie des Jensen-Modells verfolgt. Insbesondere die nichtlineare Ausbreitung der Wakes sowie eine intensive Turbulenzabhängigkeit standen hier im Fokus (Pedersen et al., 2022). Das Modell wurde jedoch explizit für Offshore-Fälle entwickelt. Zudem wurde später bekräftigt, dass für das Phänomen großflächiger Wakes neue Modelle entwickelt werden sollten, die physikalische Konsistenz und Recheneffizienz verbinden. Die Entwicklung in diesem Teilbereich ist noch nicht abgeschlossen (Scott et al., 2024).

3.6 Superpositionsmodelle

Superpositionsmodelle berücksichtigen die Interaktion verschiedener Einzel-Wakes. Sie bauen auf den Geschwindigkeitsdefizitmodellen auf und beschreiben Ansätze zur Aufsummierung einzelner Effekte.

3.6.1 Lineare Aufsummierung ohne effektive Windgeschwindigkeit

Für die Interaktion mehrerer Wakes verwendete Jensen

$$\frac{v_n}{u} = 1 - \left(1 - \frac{1}{3} \frac{v_{n-1}}{u}\right) \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x_0}\right)^2 \quad (3.37)$$

mit der Windgeschwindigkeit v_n hinter der n -ten Turbine stromabwärts (Jensen, 1983). Dies ähnelt einem linear additiven Ansatz unter exklusiver Betrachtung von v_{n-1} , welchen schon Lissaman in einem Werk von 1979 postulierte (Lissaman, 1979). Dieser wird allgemein als

$$U_i = U_\infty - \sum_k (U_\infty - U_{ki}) \quad (3.38)$$

mit der Umgebungswindgeschwindigkeit U_∞ , der Geschwindigkeit U_i an der betrachteten Turbine i und den Wakegeschwindigkeiten (Defiziten) der luvseitig stehenden k -ten Turbine U_{ki} an der Stelle i beschrieben. Der Verwendung von U_∞ liegt eine Annahme von großen Anlagenabständen zugrunde, was bei kleineren Abständen zu einer Wake-Unterschätzung führt (Zong und Porté-Agel, 2020).

3.6.2 Quadratische Aufsummierung ohne effektive Windgeschwindigkeit

Katić, Højstrup und Jensen veröffentlichten 1987 neben dem Modell in (3.30) ein Superpositionsmodell, das sich auf interagierende Wakes und Windparks fokussierte. Bei dieser Betrachtung kamen sie zu dem Schluss, dass durch ein Gleichsetzen des kinetischen Energiedefizits einer gemischten Wake-Strömung und die Summe zweier einzelner Wake-Strömungen das Defizit

$$\left(1 - \frac{V}{U}\right)^2 = \left(1 - \frac{V_1}{U}\right)^2 + \left(1 - \frac{V_2}{U}\right)^2 \quad (3.39)$$

mit der Umgebungswindgeschwindigkeit U , der Wakegeschwindigkeit V sowie den einzelnen Wakegeschwindigkeiten V_1 und V_2 sei (Katić et al., 1987). In verallgemeinerter Form gelte dabei in konkordanter Form mit (3.38)

$$U_i = U_\infty - \sqrt{\sum_k (U_\infty - U_{ki})^2} \quad (3.40)$$

mit unter (3.38) beschriebenen Parametern (Zong und Porté-Agel, 2020). In dieser Form wird klar, dass die Defizite quadratisch aufsummiert werden, was eine Übereinstimmung mit Windkanalstudien zeigen würde. Zudem werde so innerhalb eines Windparks schnell eine gleichbleibende Geschwindigkeit erreicht (Katić et al., 1987). Diese unterscheidet sich aufgrund der damals vergleichsweise großen Abstände zwischen den Anlagen kaum von der Umgebungswindgeschwindigkeit U_∞ , weswegen Jensen schon der Einfachheit wegen davon ausging, dass die Wake der direkt stromaufwärts liegenden Anlage im Nachlauf seitlich mit U_∞ in Kontakt kommt – also der Wake-Effekt der vorvergangenen Anlage in seitlicher Richtung vernachlässigbar gering ist (Jensen, 1983). Die physikalische Konsistenz des Modells wird jedoch angezweifelt (Zong und Porté-Agel, 2020).

3.6.3 Lineare Aufsummierung mit effektiver Windgeschwindigkeit

Niyafar und Porté-Agel entschieden sich in ihrer 2016 veröffentlichten Weiterentwicklung des Bastankhah-Modells (3.33) für den Ansatz von Lissaman (3.38), in dem die Defizite linear addiert werden. Dabei verwiesen sie jedoch darauf, dass das Geschwindigkeitsdefizit bei Berücksichtigung der Umgebungswindgeschwindigkeit überschätzt werde. Stattdessen schlugen sie

$$U_i = U_\infty - \sum_k (U_k - U_{ki}) \quad (3.41)$$

mit der Windgeschwindigkeit U_k , die die k -te Turbine erfahre, vor. Damit ersetzen sie die Annahme, jede luvseitig stehende Turbine arbeite mit der Umgebungswindgeschwindigkeit, durch eine präzisere Abschätzung. Die Defizite werden hier nicht quadriert, da sie sich wie Lissaman auf eine Analogie zwischen Wakes und Schadstoffeinträgen berufen (Lissaman, 1979). Diese könnten ebenfalls linear addiert werden, was in physikalisch konsistenter Massenerhaltung bzw. im Falle von Wakes Impulserhaltung resultiere (Niyafar und Porté-Agel, 2016).

3.6.4 Gewichtete Aufsummierung

Die physikalische Konsistenz aller bisherigen Modelle zweifelten Zong und Porté-Agel in ihrer 2020 veröffentlichten Arbeit an und setzten sich zum Ziel, ein Wake-Modell zu entwickeln, das die Impulserhaltung rigoros berücksichtigen würde. Das erreichten sie im Wesentlichen durch ein neues Superpositionsmodell, welches die Wakes der stromaufwärts liegenden Turbinen gewichtet addiert. Entscheidend dafür ist die „Wakekonvektionsgeschwindigkeit“ U_c , die turbulente Strömungen miteinbezieht und einen Ausdruck für das dreidimensionale Geschwindigkeitsdefizit linearisieren kann. So kann als Superpositionsmodell für die Geschwindigkeit U_i , die an der betrachteten Turbine i ankommt,

$$U_i = U_\infty - \sum_k \left(\frac{U_{ck}}{\bar{U}_c} (U_k - U_{ki}) \right) \quad (3.42)$$

mit der jeweiligen Konvektionsgeschwindigkeit der k -ten Turbine U_{ck} und der mittleren Konvektionsgeschwindigkeit in der gemischten Wakeströmung \bar{U}_c hergeleitet werden (Zong und Porté-Agel, 2020). Da U_c ein Maß für die konvektiven Strömungen ist, hat ein gleiches horizontales Geschwindigkeitsdefizit bei größerer Konvektionsgeschwindigkeit (turbulenterer Strömung) eine größere Gewichtung zur Folge, da das gesamte Impulsdefizit größer ist und der Impuls erhalten werden muss. In Kombination mit den Wake-Modellen nach Bastankhah und Niyafar erreichten sie die gemäß ihrer Validierung besten Ergebnisse bisher, verglichen mit den bisher entwickelten Modellen (Zong und Porté-Agel, 2020). Dabei verglichen sie ihre Herangehensweise mit allen anderen Superpositionsmodellen sowie Geschwindigkeitsmessdaten aus einer Simulation im Windkanal, was in Abbildung 3.9 zu sehen ist.

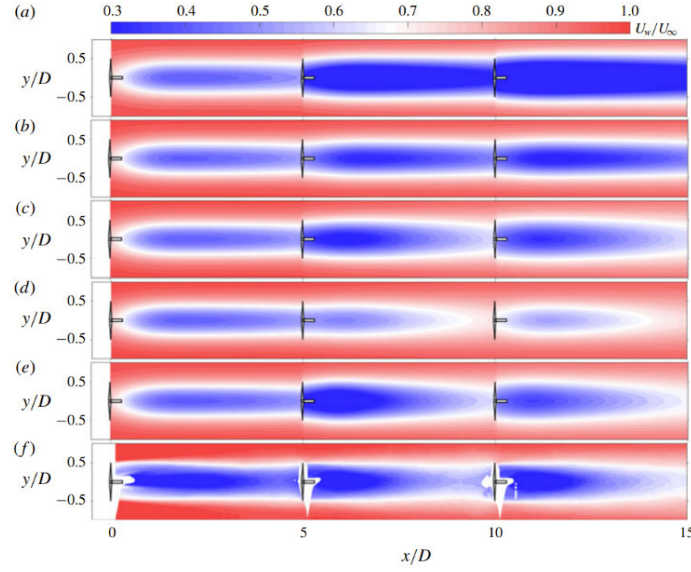


Abbildung 3.9: Vergleich der Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe verschiedener zuvor entwickelter Superpositionsmodelle (a-d), des von Zong und Porté-Agel entwickelten Modells (e) und Partikelgeschwindigkeitsmessungen (f). Nach Zong und Porté-Agel (2020).

3.7 Turbulenzmodelle

Zu Wake-Modellen gehört nicht nur die Modellierung der Windgeschwindigkeit, auch die möglichst präzise Darstellung der Turbulenzintensität ist unerlässlich. Windenergieanlagen erhöhen die lokale Turbulenzintensität stromabwärts und beeinflussen damit die Windströmung (Pedersen et al., 2023).

Obwohl über die Jahre einige Ansätze zur Berücksichtigung dieser addierten Turbulenzintensität entwickelt wurden, findet in heutigen Applikationen, etwa der Software „PyWake“, vor allem ein Modell seine Anwendung. Das Turbulenzintensitätsmodell nach Crespo und Hernández definiert die addierte Turbulenz in der Strömung ΔI durch

$$\Delta I = \sqrt{I^2 - I_\infty^2} \quad (3.43)$$

mit der lokalen Turbulenzintensität an der WEA I und der Umgebungsturbulenz I_∞ . Für die maximal zu addierende Turbulenzintensität im Far-Wake nahmen die beiden einen numerischen Fit an Messdaten vor, welcher in

$$\Delta I_{\max} = 0,73 \left(\frac{\Delta U}{2U_\infty} \right)^{0,08325} I_\infty^{0,0325} \left(\frac{x}{D} \right)^{-0,32} \quad (3.44)$$

mit der Distanz vom Rotor stromabwärts x und dem Rotordurchmesser D resultiert (Crespo und Hernández, 1996). Im Vergleich zu anderen entwickelten Modellen schneidet es für die betrachteten Anwendungsfälle am besten ab, was auch die Autoren der Wake-Modelle berücksichtigen (Abbildung 3.10, Niayifar und Porté-Agel (2016)).

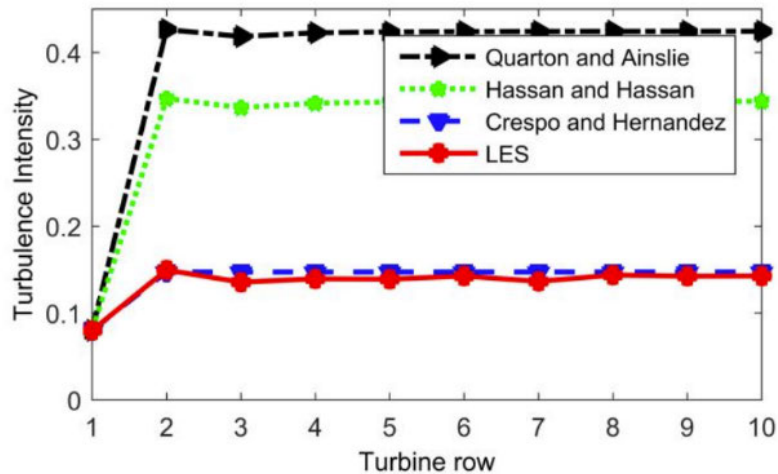


Abbildung 3.10: Vergleich des Modells von Crespo und Hernández im Vergleich mit zwei weiteren Turbulenzmodellen sowie LES-Daten, nach Niayifar und Porté-Agel (2016).

Dieses Modell wird von allen turbulenzabhängigen Wake-Modellen genutzt. Dazu zählen alle nach 2015 entwickelten Modelle, inklusive jene von Niayifar und Zong, die I in ihrer Konstante k^* (z. B. Gleichung (3.36)) verwenden (Zong und Porté-Agel, 2020). Zu beachten ist hierbei, dass obiger numerischer Fit für eine Entfernung von 5D bis 15D getätigt wurde und somit auf heutige Abstände bezogen nicht mehr aktuell sein kann. Der heute meist im Fokus stehende Bereich zwischen 3D und 5D leeseitig wurde als Zwischenbereich beschrieben, der nicht betrachtet wurde (Crespo und Hernández, 1996). Dennoch findet es in vielen Wake-Modellen Anwendung (Pedersen et al., 2023).

3.8 Schallproduktion einer Windenergieanlage

Der Begriff des Schalls beschreibt im allgemeinen eine mechanische Schwingung elastischer Medien, welche mit dem Schallpegel p [Pa] beschrieben werden kann. Das menschliche Schallempfinden folgt hierbei dem Weber-Fechner-Gesetz, welches für eine lineare Veränderung des Reizempfindens eine Vervielfachung der Reizstärke fordert. Zum Zwecke des alltäglichen Gebrauchs werden Schalldrücke deshalb in logarithmierter Form in Schallpegeln L [dB] dargestellt. Die Einheit dB stellt somit keine physikalische Größe dar, sondern dient viel mehr der gebräuchlichen Beschreibung von Lautstärken. Dabei ist die dB-Skala bei einem Wert von $L = 0$ dB auf die Hörschwelle (in etwa eine Frequenz von 1000 Hz, die die untere menschliche Wahrnehmungsgrenze des Schalldrucks repräsentiert) normiert. 1 dB Unterschied markiert dabei den Punkt, ab dem es für einen Menschen gerade so möglich ist, einen Unterschied in der Lautstärke wahrzunehmen (Schill, 2025).

Die zwei wichtigsten Schallpegel sind einerseits der Schalleistungspegel L_w , der die von einer Quelle abgebenen Schallemissionen misst, sowie der Schalldruckpegel L_p , der die auf einen Empfänger einwirkenden Schallimmissionen darstellt. Um die Frequenzabhängigkeit des Gehörs in der Skala abzubilden, wird eine Frequenzbewertung der Schallpegel gemäß DIN EN 60651 vorgenommen. Diese teilt die Pegel in eine A-Bewertung für niedrige Lautstärken und eine C-Bewertung für hohe Lautstärken auf. Hierbei wird in den meisten Fällen eine A-Bewertung vorgenommen. Die Einheit wird daraufhin normgemäß mit der Bewertung angegeben, in den meisten Fällen hat ein bewerteter Schalldruckpegel L_{wA} bzw. L_{pA} die Einheit dB(A). Windenergieanlagen erreichen nach derzeitigem Stand der Technik Schallemissionen von etwa 104-108 dB(A) (Schill, 2025).

3.9 Lärmschutzaufgaben bei Betrieb einer Anlage

Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 Metern müssen in Deutschland ein Genehmigungsverfahren gemäß Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) durchlaufen. Als normkonkretisierende Verwaltungsvorschrift findet dabei die „Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm“ (TA Lärm) Anwendung. Diese sieht für jede projektierte Anlage eine Schallimmissionsprognose nach dem Ausbreitungsmodell DIN ISO 9613-2 (oder darauf basierende Verfahren) vor. Zudem werden in einem bestimmten Einwirkbereich Vorbelastungen durch Fabriken, andere Betriebe oder Anlagen miteinberechnet. Die Grenzwerte für die maximal zulässigen Schallimmissionen unterscheiden sich je nach Art des Gebiets (gemäß örtlichem Bebauungsplan oder Kategorisierung) und sind lediglich in der Nachtzeit (22-6 Uhr) relevant. Die Richtwerte sind in Abbildung 3.11 aufgelistet. Pauschale Abstandsvorgaben sind nicht gegeben (Bundesverband WindEnergie, 2018). Darüber hinaus existieren bestimmte Irrelevanzregelungen, die in Ausnahmefällen wie einer besonders hohen Vorbelastung dazu führen können, dass ein Betrieb bei überschrittenen Grenzwerten dennoch möglich ist (Schill, 2025).

Gebietstypen in verwendeten Datengrundlagen	Gebietstyp TA Lärm	IRW nachts [dB(A)]
Industrie und Gewerbefläche*	Gewerbegebiet	50,0
Fläche Gemischte Nutzung*	Dorf- und Mischgebiete	45,0
Wohnbauflächen - außerorts*	Dorf- und Mischgebiete	45,0
Wohnbauflächen - Ortslage*	Allgemeine Wohngebiete	40,0
Krankenhäuser**	Krankenhäuser	35,0

* Datengrundlage Basis-DLM, ** Datengrundlage ESRI-Feature Service

Abbildung 3.11: Maximal zulässige Immissionsrichtwerte (IRW) auf Gebietstypen gemäß Digitalem Landschaftsmodell (praktische Implementierung nach Abschnitt 4.6) und gemäß TA Lärm nach Schill (2025).

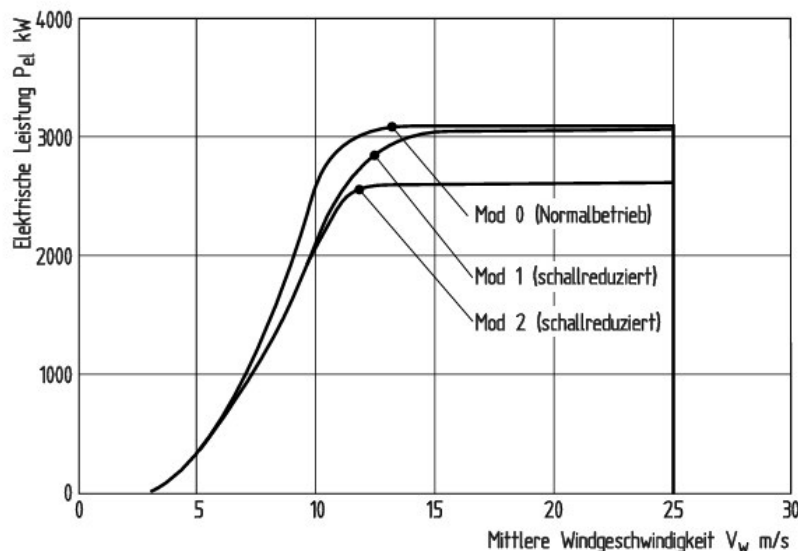


Abbildung 3.12: Kennlinie einer Vestas-112-Anlage in verschiedenen Betriebsmodi nach Hau (2016).

Überschreitet ein geplanter Windpark die an einem Ort zulässigen Immissionsgrenzwerte in einer Art, die einen Betrieb unter Volllast unmöglich macht, so werden einzelne Anlagen in einen schallreduzierten Betrieb versetzt. Dabei wird die Anlage in einen anderen Modus gedrosselt, was eine Verringerung

der Leistung zur Folge hat. Das ist beispielhaft in Abbildung 3.12 dargestellt. Dabei werden die nötigen Drosselungen möglichst auf verschiedene Anlagen verteilt, so dass die Ertragsverluste minimiert werden. Die Windrichtung hat dabei keine Auswirkung auf die Modellierung, da nach einer konservativen Auslegung in alle Richtungen Mitwind angenommen wird und so der Lärmschutz unter allen Umständen gewährleistet sein kann (Schill, 2025).

Relevanz für die Abstandsabhängigkeit dieses Ertragsverlustphänomens liefert indes folgender Zusammenhang: Ist eine Fläche mit Windenergieanlagen in kleinerem Abstand zueinander bebaut, so können mehr Anlagen in einem Bereich untergebracht werden. Der dadurch entstehende Schalleistungspegel ist höher, somit auch der beim Empfänger ankommende Schalldruckpegel. Es besteht in der Folge eine höhere Wahrscheinlichkeit, dass es zu schallreduziertem Betrieb kommen muss und dass mehr Anlagen davon betroffen sind.

3.10 Verluste durch Abschaltung aufgrund von Schattenwurfregulierung

Nicht nur für akustische, auch für optische Immissionen sieht das BImSchG Grenzwerte vor. Da Windenergieanlagen als landschaftsprägende Elemente in größeren Ausmaßen Schatten werfen, sind sie von Auflagen betroffen. Zu den immissionsschutzwürdigen Orten zählen im Allgemeinen Wohn- und Schlafräume, Arbeits- und Büroräume, Schulräume sowie deren angrenzende Außenflächen. Sie unterliegen der Auflage, dass sie eine astronomische Beschattungsdauer von 30 min pro Tag und 30 Stunden im Jahr nicht überschreiten dürfen. Dabei zählt nur der Schatten von sich drehenden Rotoren.

In der Realität ist in den Anlagen eine Abschaltautomatik verbaut, welche mit realen Bedingungen arbeitet. Hier zählt also der meteorologische Schattenwurf. Konsens ist, dass eine „reale“ Schattenwurfzeit von 8 Stunden im Jahr nicht überschritten werden darf.

Die Handhabung dieser Regelungen fällt in der Praxis verschieden aus. Einige Betreiber nutzen einen „Kontingentsatz“, der die acht Stunden Schattenwurfzeit im windreicheren Winter ausnutzt und bei Kontingentaufbrauch im Sommer abschaltet. Andere Betreiber nutzen hingegen Toleranzen nicht und schalten pauschal ab, da so vollständige Rechtssicherheit herrscht und die Verluste durch schattenwurfbedingte Abschaltungen vergleichsweise klein sind (Eilmes, 2025).

3.11 Verluste durch Abschaltung aufgrund von Fledermausschutzvorschriften

Das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) schreibt den bundesweiten Schutz aller einheimischen Fledermausarten vor. In den 16 Bundesländern wurden aufgrunddessen verschiedene Richtlinien eingeführt und umgesetzt. Auch die Windenergie ist davon betroffen. Da Fledermäuse jedoch nachtaktiv sind und Winterschlaf halten, sind Auflagen nur zwischen März und November zwischen Spätnachmittag und Morgen gegeben (Fachagentur Wind und Solar e. V., 2026). In den meisten Fällen spielen auch Niederschlag und Windgeschwindigkeit eine Rolle, da Fledermäuse sich weder bei zu starkem Regen noch bei zu starkem Wind freifliegend im Außenbereich aufhalten.

Die Auflagen variieren in den einzelnen Bundesländern. Dabei existiert eine große Bandbreite zwischen WEA ohne Betriebseinschränkungen und WEA, die in besonders schützenswerten Gebieten stehen und somit von umfassenderen Auflagen betroffen sind. Auflagen umfassen in aller Regel den vollständigen Stillstand der Anlage. Im allgemeinen legen die Bundesländer pauschale Auflagen für die ersten zwei Betriebsjahre fest, in denen auch die Auftrittswahrscheinlichkeit von Fledermäusen am Standort mit-einkalkuliert wird. Diese sind in Abbildung 3.13 dargestellt. Danach können bzw. je nach Bundesland müssen die Einschränkungen durch die Ergebnisse eines lokalen Monitorings angepasst werden. Diese sind stark einzelfallabhängig und können sowohl strenger als auch lascher als die ursprünglichen Vorgaben sein, weswegen hier als Näherung die allgemeinen Regelungen je Bundesland angewendet werden (Rieß et al., 2026).

State	Period	Nighttime	T [°C]	WS [m/s]	P [mm/h]
BW	01/04 - 31/10	[-(1-3)h,+0h] ^c	≥ 10	< 6	n.s.
BY	01/04 - 15/11	[-(0-1)h,+0h] ^c	≥ 10	< 6	< 0.2
BB	01/04 - 31/10	[-1h,+0h]	≥ 10	≤ 6	≤ 0.2
HE	01/04 - 31/10 ^a	[-0.5h,+0h]	≥ 10	< 6	≤ 0.2
MV	01/05 - 30/09 ^a	[-1h,+0h]	n.s.	< 6.5	< 2
NI	01/04 - 31/10	[-0h,+0h]	> 10	< 6	0
NW	01/04 - 31/10	[-0h,+0h]	> 10	< 6	n.s.
RP	01/04 - 31/10	[-(1-3)h,+0h]	≥ 10	< 6	n.s.
SL	01/04 - 31/10	[-0h,+0h] ^c	≥ 10	< 6.5 ^b	0
SN	15/04 - 15/11	[-(1-3)h,+0h] ^c	≥ 10	< (5 - 7) ^c	< 2
ST	01/04 - 31/10	[-1h,+0h]	≥ 10	< 6.5	< 0.5
SH	10/05 - 30/09 ^a	[-1h,+1h]	> 10	< 7 ^d	< 0.5
TH	15/03 - 31/10	[-1h,+1h]	≥ 10	≤ 6	n.s.

Abbildung 3.13: Bundeslandspezifische Abschaltzeiten zum Fledermausschutz. Nachtzeit beschreibt die Zeit nach Sonnenunter- bzw. vor Sonnenaufgang in Stunden. Nach Rieß et al. (2026).

Auch für den Vogelschutz existieren Betriebsauflagen, die jedoch sehr spezifisch und in Einzelfällen angewendet werden. Darunter fällt beispielsweise die zeitweise Abschaltung während des Abmärens (Fachagentur Wind und Solar e. V., 2026). Die Vorgaben sind jedoch sehr komplex und umfassen die Abschaltung nur im Ausnahmefall. Daher wird zumindest hier auf die Weiterentwicklung der Modellierung verzichtet.

3.12 Andere abstandsabhängige Verluste

Zu den Verlusten, die ebenfalls abhängig vom Abstand, allerdings schlechter quantifizierbar sind, zählen Abschaltungen aufgrund von Sektormanagement. Das beschreibt die Abschaltung von Anlagen bei Wind aus bestimmten Sektoren, wenn hohe Turbulenzen zu erwarten sind, die bei Betrieb zu übermäßigen Ermüdungserscheinungen bis hin zum Ausfall des Materials führen können (Lee und Fields, 2021). Geringere Anlagenabstände erhöhen die Turbulenzintensität an der stromabwärts stehenden Anlage, was zu vermehrten Abschaltungen in diesem Bereich führen kann. Dafür existieren behördliche Betriebsauflagen, die jedoch im Einzelfall durch Gutachten festgelegt werden (Clausen, 2022) und nicht mit den aktuell zur Verfügung stehenden Modellen zu modellieren sind. Daher finden sie im Rahmen dieser Arbeit keine weitere Beachtung.

3.13 Pauschale Verlustarten

Neben den o.g. abstandsabhängigen Verlusten existieren eine Reihe weiterer Verluste, die jedoch ungeachtet des Abstands zur nächsten WEA auftreten können. Dazu zählen das Abschalten von Anlagen aufgrund von Vereisung, eine Abschaltung aufgrund von Netzüberlastung, elektrische Umwandlungsverluste, Verluste aufgrund von Stillstand durch (turnusgemäße und außerplanmäßige) Wartungsarbeiten sowie über die Zeit zunehmende Verluste durch Materialdegradation (Lee und Fields, 2021).

3.14 Globale Grenzen der Windenergie

Die Leistungsdichte von Windenergieanlagen hängt maßgeblich von der Methodik der Bestimmung ab (Mayer et al., 2025). Dabei existieren in der Literatur verschiedene Ansätze und kein breiter Konsens. Enevoldsen und Jacobson (2021) schlagen ein clusterbasiertes Modell vor, das den Flächenbedarf abhängig von der Gesamthöhe der Anlage macht und so zusammenhängende Windparkcluster erstellt. Basierend auf Analysen von europäischen Onshore-Windparks erreichen sie ein Mittel von 19,8 MW km⁻², mit einer großen Spannweite von 6,2 bis 46,9 MW km⁻². Das ist deutlich größer als die Annahmen bisheriger Studien. Diese reichen von 1,5 bis 13,6 MW km⁻², was laut den Autoren aus verschiedenen Bestimmungswegen des Flächenbedarfs resultiert (Enevoldsen und Jacobson, 2021).

Weitere Ansätze, dargestellt in Mayer et al. (2025), umfassen die Berechnung des Flächenbedarfs über das Verhältnis zwischen Leistung der Anlage und einer elliptischen Fläche mit Ausdehnung von 5D in Haupt- und 3D in Nebenwindrichtung A_{WT} gemäß

$$d = \frac{P}{A_{WT}} \quad , \quad (3.45)$$

mit der Leistungsdichte d und der Leistung P , wobei P die Betz'sche Leistung nach (3.21) oder die angegebene Nennleistung der Anlage sein kann. Mit 20,1 bzw. 15,5 MW km⁻² erreichen sie ähnliche Werte wie Enevoldsen und Jacobson (2021).

Ein Exkurs zu den globalen thermodynamischen Grenzen der Windenergiegewinnung ist dabei für eine Abschätzung der globalen Grenzen der Windenergie im Blick zu behalten. Die maximal aus Wind gewinnbare Energie weltweit ist schon seit einiger Zeit Gegenstand der Forschung. Dabei existieren sowohl o.g. praktisch orientierte „bottom-up“-Ansätze als auch „top-down“-Ansätze, die maximale Grenzen über grundlegende thermodynamische Bilanzen ableiten. So kommt es zu erheblichen Diskrepanzen zwischen regionalen und globalen Windpotenzialabschätzungen (Dupont et al., 2018).

Eine „top-down“-Studie von Miller et al. (2011) zur Abschätzung der maximalen Energiegewinnung aus Wind an Land wandte dabei verschiedene Ansätze an. Ein auf der Abschätzung globaler Kreisläufe basierendes Verfahren schätzt die maximal gewinnbare Windleistung auf 68 TW. Dabei werden Literaturwerte für die auf der Erde eintreffende Solarstrahlung, die Umwandlung in Windenergie sowie die Dissipation in der Atmosphäre verwendet sowie die Annahme vollständiger Umwandlung von mechanischer in elektrische Energie getroffen. Der Wert wird von den Autoren selbst als Überschätzung bewertet. Ein anderer Ansatz im gleichen Papier basiert auf globalen Wetterdaten, mit denen sich die Dissipation besser nachbilden lassen kann, was in einer maximal extrahierbaren Leistung von 18-34 TW resultiert (Miller et al., 2011).

Bei einer globalen Landfläche von etwa 150 Millionen Quadratkilometern (Statistisches Bundesamt, 2025) resultiert mittels der Berechnung

$$\frac{P_{\text{tot}}}{A_{\text{Land}}} = \frac{34 \cdot 10^6 \text{ MW}}{150 \cdot 10^6 \text{ km}^2} = 0,23 \text{ MW km}^{-2} \quad (3.46)$$

ein sehr kleiner Wert für die maximale Entnahme. Selbst für den Wert, den die Autoren als Überschätzung angeben, ergeben sich globale Leistungsdichten von unter 1 MW km⁻² im Mittel. Abschätzungen in dieser Größenordnung sind zwar nicht durch Messdaten verifizierbar und treffen vereinfachende Annahmen, doch sie liefern einen Anhaltspunkt für die globale Zukunft. Während frühere Studien darauf verweisen, dass der menschliche Energiebedarf (17 TW in 2009) mit Windenergie problemlos abzudecken sei (Archer und Jacobson, 2005), verweisen Miller et al. (2011) auf eine Entnahme von 50-95 % der globalen Windressourcen bei dieser Leistung, was erhebliche klimatische Folgen mit sich bringen würde.

In Deutschland ist auf die gesamte Landesfläche gesehen im Jahr 2024 eine Leistungsdichte von 0,17 MW km⁻² installiert gewesen. Als Spitzenreiter erreicht Schleswig-Holstein dabei eine Leistungsdichte von 0,55 MW km⁻² (DWG, 2024). Das ist deutlich größer als die o.g. Grenzen der globalen Leistungsdichte, auch wenn Deutschland im globalen Vergleich größere Dissipationsraten und damit größere Windressourcen als das Mittel hat (Miller et al., 2011). Insofern stellt sich hier einerseits die Frage nach der Validierung des „top-down“-Modells, andererseits müssten jedoch mehr Parameter einbezogen werden, um eine wirkliche Verlässlichkeit der Abschätzung zu garantieren. Das ist nicht Aufgabe dieser Arbeit und würde an dieser Stelle zu weit gehen, bietet jedoch eine interessante Forschungsgelegenheit. Auch von einer genaueren Betrachtung der Leistungsdichte auf Basis der Daten in dieser Arbeit wird aufgrund der starken Abhängigkeit von der Definition und deren Inkonsistenz in der Fachliteratur abgesehen. Das kann ebenfalls Aufgabe einer zukünftigen Forschungsarbeit darstellen.

4 Verlustmodellierung

Zum Zwecke der akkuraten Modellierung von Ertragsverlusten existieren zwei Forschungsprojekte (Abschnitt 4.1), in deren Rahmen diese Arbeit die bisher gewonnenen Erkenntnisse auf Planfälle anwendet. Dabei liegt der Fokus auf der Ergebniserzeugung über eine große Fläche, die Gesamtfläche der Bundesrepublik Deutschland.

Dabei werden Anlagen des aktuellen technischen Stands (Spezifizierung in Abschnitt 4.3) in verschiedenen Abstandsszenarien auf für Windenergie vorgesehenen Flächen in Deutschland platziert. Daraufhin werden mithilfe von Wetterdaten die Bruttoerträge (rein durch Windgeschwindigkeiten und Anlagenparameter modellierte Energieproduktion) je Anlage und Jahr simuliert, ehe verschiedene Verlustberechnungen darauf angewendet werden. Diese werden je Anlage einzeln durchgeführt und am Ende addiert. Die Verluste verringern die Stromproduktion, sodass am Ende je Anlage ein Nettoertrag bilanziert werden kann. Dabei werden lediglich die abstandsabhängigen Ertragsverluste modelliert, also jene Verlustprozesse, die maßgeblich vom Abstand zur nächsten Anlage abhängen. Dazu zählen Verluste durch Windabschattung (Wakes, siehe Abschnitt 3.5), durch schallreduzierten Betrieb (Abschnitt 3.9), Abschaltungen durch Schattenwurf (Abschnitt 3.10) sowie jene durch Fledermausschutz (Abschnitt 3.11). Es existieren zudem andere Ertragsverluste (Abschnitt 3.12 und Abschnitt 3.13), die in dieser Analyse jedoch nicht berücksichtigt werden.

4.1 Forschungsprojekte MENTOR und STRAIGHT

MENTOR (Entwicklung von Methoden zur Bewertung von Windenergieflächen unter Berücksichtigung von Restriktionen) ist ein Projekt des Fraunhofer IEE, des Umweltbundesamts, der Fachagentur zur Förderung einer natur- und umweltverträglichen Nutzung der Windenergie an Land und der Solarenergie e. V. (FA Wind und Solar) und der Universität Kassel (u.a.). Es wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) gefördert (FKZ: 03EE2070A) und dient der Entwicklung eines Verfahrens zur verbesserten Abschätzung von Leistung und Erträgen auf Basis ausgewiesener Flächen. Aufgrund vieler Restriktionen, die einen Volllastbetrieb von Windenergie auf einigen Flächen zumindest zeitweise unmöglich machen, ist die Ertragsabschätzung auf von Bundesländern ausgewiesenen Flächen nicht immer mit herkömmlichen Methoden möglich. Eine Quantifizierung der Auswirkung dieser Restriktionen ist deshalb unerlässlich, um frühzeitige Abschätzungen mit hinreichender Genauigkeit erfassen und bei Bedarf Anpassungen treffen zu können. Zu diesem Zweck wurde 2024 das Projekt MENTOR ins Leben gerufen, welches noch bis November 2026 läuft (Fraunhofer-IEE, 2026a).

STRAIGHT (Steigerung von Qualität und Effizienz bei der Ertragsabschätzung für Windparks) ist ebenfalls ein institutionsübergreifendes Projekt des Fraunhofer IEE, der Universität Kassel, der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH, der ABO Wind AG, der Energie Baden-Württemberg AB (EnBW) und weiteren Unternehmen und Vereinen. Es wird, wie MENTOR auch, durch das BMWE gefördert (FKZ: 03EE3081A). Dabei steht die Beschleunigung der Ertragsabschätzung im Rahmen der Windparkplanung im Fokus, wobei durch eine präzisere Ertragsabschätzung eine Reduktion der Messdauer ermöglicht werden kann. Dazu ist es vonnöten, auch energetische Verluste möglichst akkurat einbeziehen zu können, um schlussendlich eine hochautomatisierte Ertragsabschätzung treffen zu können. Das Projekt läuft bereits seit 2024 und endet im Mai 2026 (Fraunhofer-IEE, 2026b).

Beide Projekte greifen dabei auch mit Hinblick auf diese Arbeit ineinander: Mithilfe der Flächenkulisse aus dem MENTOR-Projekt und den dort gesammelten Restriktionen einerseits sowie den in STRAIGHT entwickelten Modellen andererseits können einzelne Anlagen und Windparks darauf modelliert und die Ertragsverluste verschiedener Ursachen zusammengeführt und ausgegeben werden. Dabei wird auf eine integrierte Projekt-Pipeline zurückgegriffen, die die Berechnung der Ertragsverluste automatisiert umsetzen kann. Diese wird in Eigenarbeit durch das Fraunhofer-IEE erstellt und kann nicht öffentlich abgerufen werden.

4.2 Datenquellen

Flächendaten

Die Daten für die Flächen, auf denen die Windenergieanlagen platziert werden, wurden im Rahmen des Bund-Länder-Kooperationsausschuss zum Stand 31.12.2024 (Bund-Länder-Kooperationsausschuss, 2025) übermittelt und werden im Rahmen dieser Arbeit zu Forschungszwecken durch das Umweltbundesamt zur Verfügung gestellt. Sie umfassen einen Geodatenatz mit Polygonen, den sogenannten „Windenergiegebieten“, welche auf denen in den Landes-/Regionalplanungs- oder Bauleitplanungsebene ausgewiesen oder im Aufstellungsprozess sind, wobei die Ausweisung nicht in allen Bundesländern auf mehreren Ebenen erfolgt. Ihnen ist jeweils eine eindeutige Identifikation in Form einer Buchstaben-Zahlen-Kombination zugeordnet. Die Nutzung der Flächen durch Windenergieanlagen ist unterschiedlich, teilweise sind die Flächen bereits vollständig durch Bestandsanlagen belegt, Anlagen können bereits im genehmigt oder im Genehmigungsverfahren sein oder die Flächen werden erst noch beplant.

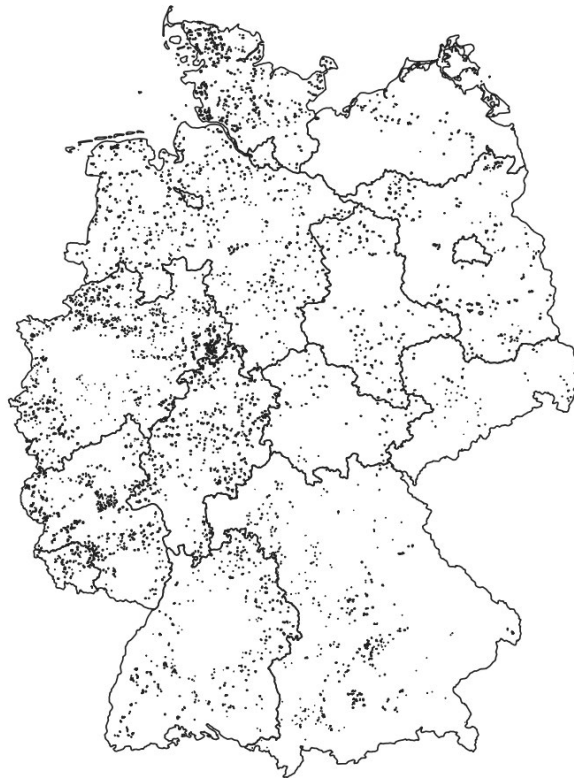


Abbildung 4.1: Windenergie-Vorranggebiete in Deutschland. Nach MENTOR-Projektdateien.

Durch den laufenden Ausweisungsprozess sind einige Regionen, in denen Pläne noch nicht beschlossen sind, unterrepräsentiert. Der Datensatz beinhaltet dennoch Flächen aus dem gesamten Bundesgebiet, mit denen eine großflächige Analyse repräsentativ durchgeführt werden kann. Auf Ebene der einzelnen Bundesländer ergeben sich dabei jedoch aufgrund des unterschiedlichen Standes der Ausweisungsprozesse systematische Unterschiede, auf die im Auswertungsteil näher eingegangen wird.

Geländedaten

Das Digitale Geländemodell mit Gitterweite 25 m (DGM25) des Bundesamts für Kartografie und Geodäsie (BKG) beschreibt die Geländeoberkante der Bundesrepublik Deutschland in regelmäßig angeordneten Punkten, die georeferenziert die Höhe über dem Meeresspiegel angeben (BKG, 2016). Ihnen wurden die Höhendaten per „Nächster Nachbar“-Methode entnommen.

Ebenfalls dem BKG entstammt das Basis-Digitale Landschaftsmodell (Basis-DLM), ein Vektorflächendatensatz der in Deutschland auftretenden Landnutzung (BKG, 2025). Dieser wird verwendet, um Siedlungsgebieten ihre Schallimmissionsgrenzwerte zuzuordnen und immissionschutzrechtlich relevante Flächen im Schattenwurfmodell zu identifizieren.

Wetterdaten

Die mittlere Windgeschwindigkeit, die Windrichtung sowie die Winddichte stammen aus dem New European Wind Atlas (newa) und sind in Rasterdaten-Zeitreihen für das Jahr 2012 angegeben. Sie sind in Abbildung 4.2 zu sehen. Als Datengrundlage für newa dienen öffentlich zugängliche Reanalyzedaten. Die Parameter sind auf verschiedenen Höhen modelliert und können somit in 30-minütiger Auflösung mit einer räumlichen Auflösung von $3 \text{ km} \times 3 \text{ km}$ angegeben werden (newa, 2019; Witha et al., 2019). Die Daten sind über eine interaktive Karte öffentlich einsehbar. In dieser Analyse werden sie auf Nabenhöhe der Anlagen interpoliert. Dabei ist im Vergleich zu Süddeutschland im Allgemeinen eine höhere Windgeschwindigkeit in Norddeutschland zu erkennen.

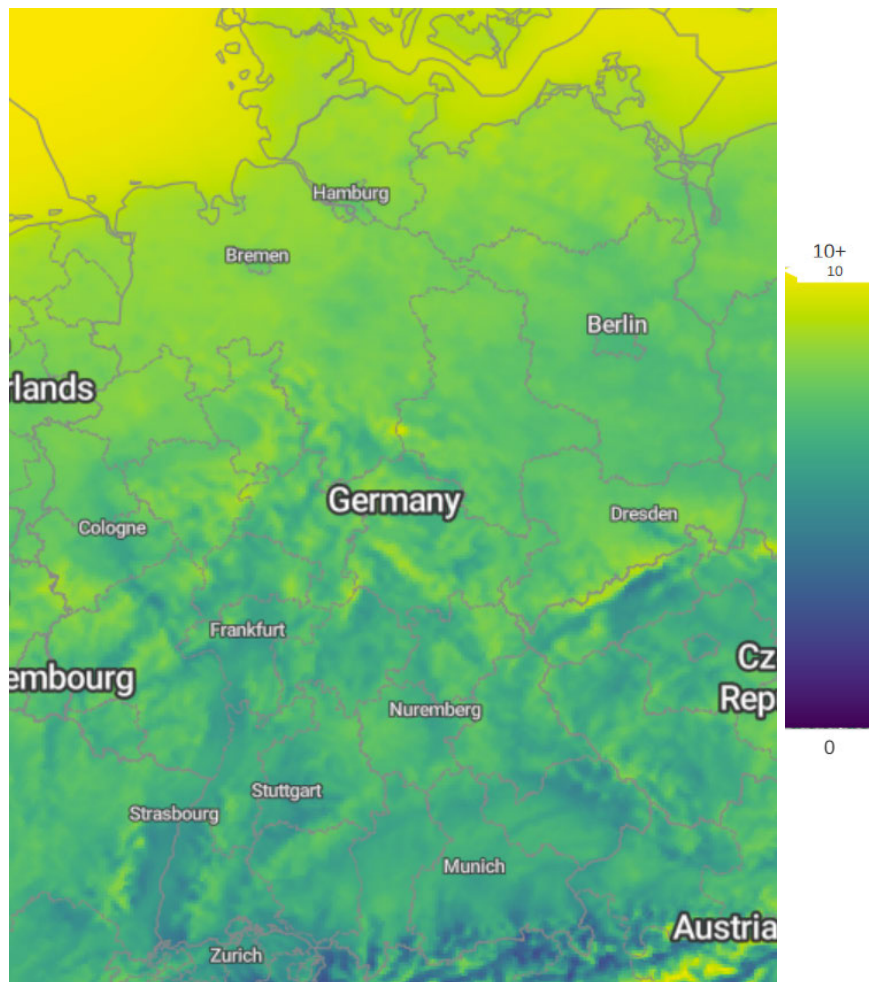


Abbildung 4.2: Mittlere Windgeschwindigkeiten in Deutschland [m s^{-1}] in 150 m Höhe über Geländeoberkante aus newa (2019)

Die A - und k -Parameter der Weibull-Verteilungen für die Windgeschwindigkeit stammen aus Daten der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH und werden auf die Windgeschwindigkeiten so-

wie Windrichtungen angewendet. Sie dienen der Beschreibung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten. Die Daten sind nicht zugänglich. Auch sie werden auf Nabenhöhe interpoliert.

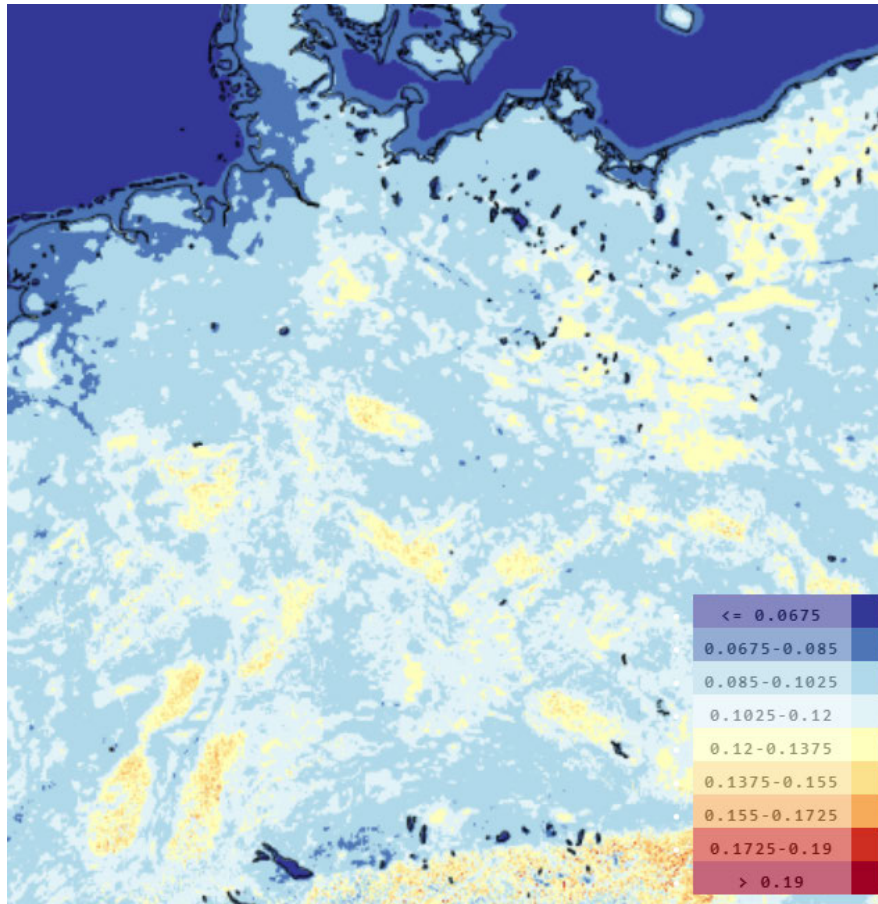


Abbildung 4.3: Turbulenzintensität in 150 m Höhe über Geländeoberkante in Deutschland nach Larsén et al. (2021).

Die Daten zur Turbulenzintensität, die bei der Wake-Modellierung im Zong-Modell verwendet werden, entstammen dem Global Atlas of Siting Parameters (GASP) und sind in Abbildung 4.3 dargestellt. Dieser ist ein Projekt der Dänischen Technischen Universität (DTU) und gibt die Rasterdaten in einer Auflösung von $250 \text{ m} \times 250 \text{ m}$ an. Dabei entstehen allerdings wesentliche Unsicherheiten, die vor allem von der Oberflächenrauigkeit abhängen (Larsén et al., 2021). Auch jahres- und tageszeitliche Unterschiede werden hier nicht berücksichtigt. Zudem ist auch der GASP Produkt einer inhärent unsicherheitsbehafteten Modellierung. Somit sind auch hier großflächige Betrachtungen und systematische Effekte belastbarer als punktuelle Datenauszüge. Die Daten sind frei zugänglich und in einem interaktiven Portal einsehbar. Sie werden für die Analyse auf eine Höhe von 170 m interpoliert. Hier ist die TI im Allgemeinen in Süddeutschland und den Mittelgebirgen größer als in der norddeutschen Tiefebene.

Mit dem Satellitenprojekt SARA3 wurde die Direktstrahlung auf die Horizontale in einer 30-minütigen zeitlichen Auflösung und einer räumlichen $5 \text{ km} \times 5 \text{ km}$ -Auflösung gemessen. Die Daten dienen zur Berechnung des Schattenwurfs der einzelnen Anlagen (Eilmes, 2025).

4.3 Modellierungsszenarien

Für die Modellierung wird eine Modellanlage mit einem Rotordurchmesser von 170 m, einer Nabenhöhe von 170 m und einer Nennleistung von 6,8 MW angenommen. Das entspricht aktueller Technologie, wie sie zwar noch nicht oft, aber doch schon in Deutschland vorhanden ist und verbaut wird (BNetzA,

2026). Die Anlagen werden auf der Flächenkulisse in verschiedenen Abständen gemäß Tabelle 4.1 von einem im Fraunhofer-IEE entwickelten Algorithmus platziert. Das wird jeweils für das Wake-Modell nach Jensen (1983) und jenes nach Zong und Porté-Agel (2020) durchgeführt.

Tabelle 4.1: Im Rahmen dieser Arbeit modellierte Szenarien.

Abstand HWR [D]	Abstand NWR [D]	Wake-Modell	Parameter Wake-Modell
5	3	Jensen	$k = 0,075$
4,5	2,7	Jensen	$k = 0,075$
4	2,4	Jensen	$k = 0,075$
3,5	2,1	Jensen	$k = 0,075$
3	1,8	Jensen	$k = 0,075$
5	3	Zong	$a = [0,3837; 0,003687]$
4,5	2,7	Zong	$a = [0,3837; 0,003687]$
4	2,4	Zong	$a = [0,3837; 0,003687]$
3,5	2,1	Zong	$a = [0,3837; 0,003687]$
3	1,8	Zong	$a = [0,3837; 0,003687]$

Alle Modellierungsszenarien berücksichtigen auch Verluste durch Schallschutz, Schattenwurfregulierung und Fledermausschutz.

4.4 Wake-Modellierung

Das Modul zur Wake-Modellierung basiert auf der frei verfügbaren Software „PyWake“, die von der Technischen Universität Dänemarks (DTU) entwickelt wurde (Pedersen et al., 2023). Die Implementierung in die MENTOR-/STRAIGHT-Pipeline erfolgte gemäß Hirschmann (2024).

Aufgrund der großen benötigten Rechenkapazität je Durchlauf wurden lediglich das Modell nach Jensen sowie das Modell nach Zong berücksichtigt. Das Jensen-Modell eignet sich aufgrund großer Vergleichbarkeit zu früheren Analysen sowie seiner einfachen, doch bewährten Anwendung für die Ertragsabschätzung. Zudem war es jahrelang Industriestandard (Bastankhah und Porté-Agel, 2014). Der Wert für die Wakezerfallskonstante $k = 0,075$ beruht dabei auf Onshore-Kalibrierungen, wie in Abschnitt 3.5.1 nachzulesen ist. Das Modell nach Zong spiegelt hingegen die aktuelle Entwicklung wider und ist die jüngste größere Weiterentwicklung in einer Reihe von Verbesserungen des gaußförmigen Modells nach Bastankhah (Wang et al., 2024). Für den Wert k^* in (3.33) wird die turbulenzabhängige Gleichung (3.36) mit den Werten $a = [0,3837; 0,003687]$ (siehe Abschnitt 3.5.3) und der lokalen TI gemäß Daten aus Larsén et al. (2021) (nachzulesen in Abschnitt 4.2) standortspezifisch verwendet.

Im Allgemeinen ist zu erwarten, dass das Zong-Modell durch seinen neueren Stand und die Einbeziehung von mehr Parametern im Hinblick auf die Ergebnisse genauer ist. Im Idealfall sollten die für Deutschland summierten Ertragsmengen nicht zu weit auseinanderliegen, da beide Modelle für die großflächige Anwendung validiert sind. Das Zong-Modell sollte jedoch standortspezifisch genauer sein, da es lokale Turbulenzeffekte besser berücksichtigen kann.

Die verschiedenen Modellierungsszenarien werden mit Parametern gemäß Tabelle 4.2 initialisiert.

Tabelle 4.2: Kombination von Geschwindigkeitsdefizits-, Superpositions- und Turbulenzmodellen in der Analyse.

Wake-Modell	Parameter	Superpositionsmodell	Turbulenzmodell
Jensen (3.30)	$k = 0,075$	Quadratisch (3.40)	-
Zong (3.33)	$a = [0,3837; 0,003687]$	Gewichtet (3.42)	Crespo/Hernández (3.44) aus GASP-Daten

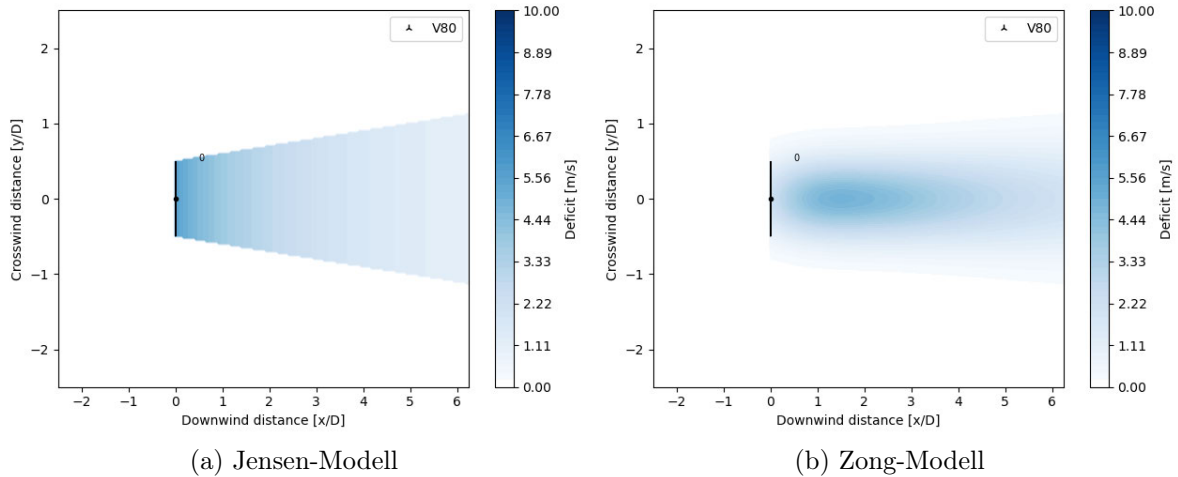


Abbildung 4.4: Visualisierung des Jensen- und Zong-Modells durch die Software „PyWake“ (Pedersen et al., 2023).

4.5 Hinweise zur Wake-Modellierung

Da die Entwicklung von Wake-Modellen in der Vergangenheit keine trivialen Operationen waren, erfordert dieser Prozess einige Hinweise.

Vor allem frühe Modelle treffen viele idealisierte Annahmen, die sowohl atmosphärische Bedingungen vereinfacht darstellen als auch technische Parameter teilweise außer Acht lassen (Katić et al., 1987). Die Verfasser sind sich dessen im Allgemeinen bewusst. Der Fokus liegt bei analytischen Wake-Modellen jedoch in der Regel auf einer großflächigen, industriellen Anwendung, etwa einer Abschätzung der Energieertragsmenge. Auch die Rechenzeit von Computern schränkte die Modellkomplexität vor allem zu Beginn der Entwicklung ein (Katić et al., 1987).

Auch bei zunehmender Modellkomplexität ist die Kalibrierung der Modelle weder einfach noch universal anwendbar. Die notwendigen Messungen müssen meist über große Distanzen an Windparks durchgeführt werden und weisen Unsicherheiten auf. Vor allem in früheren Zeiten, in denen die Fernerkundung noch nicht so weit entwickelt war wie heute, wiesen die Daten Unsicherheiten und Standortabhängigkeiten auf, die sich bei der Anwendung in anderen Bedingungen bemerkbar machen konnten. Auch die Validierung mithilfe von Large Eddy Simulations (LES) ist unsicherheitsbehaftet und dient zwar als Anhaltspunkt, stellt aber kein exaktes Abbild der Realität dar. Diese sind zwar im Allgemeinen präziser und hochauflösender, jedoch um ein Vielfaches teurer und somit nicht für die großflächige Anwendung geeignet (Scott et al., 2024).

Aufgrund der Datenzugänglichkeit und größerer Relevanz durch stärkere Effektausprägung wurden viele Modelle zudem für Offshore-Anwendungen entwickelt und daran kalibriert (Barthelmie und Jensen (2010), Pedersen et al. (2022)). Das kann durch maßgebliche Turbulenzabhängigkeit der Wakes und verschiedener lokaler Geländebeschaffenheiten vor allem in Süddeutschland zu Unsicherheiten in der Modellierung führen.

Durch die rasante technologische Entwicklung in den letzten Jahren ist die durchschnittliche Windenergieanlage größer geworden und hat sowohl eine größere Nabenhöhe als auch einen größeren Rotordurchmesser als noch zu der Zeit, in der viele Wake-Modelle entwickelt wurden. Diese Diskrepanz birgt vor allem durch die Abhängigkeit zum Rotordurchmesser und den veränderten atmosphärischen Bedingungen eine Unsicherheit. Im Umkehrschluss könnten jedoch der geringere Einfluss der Oberflächenrauigkeit und somit geringere Turbulenzeffekte und eine größere Ähnlichkeit zu Windverhältnissen auf See der fehlenden Onshore-Modellkalibrierung entgegenwirken. Die atmosphärische Stabilität übt ebenfalls einen Einfluss auf die Wake-Effekte aus (Emeis, 2018), kann jedoch im Rahmen dieser Arbeit

aufgrund ihrer Komplexität nicht weiter thematisiert werden. Die Wakes ganzer Windparks können aufgrund der begrenzten Rechenkapazität nur insofern berücksichtigt werden, als dass Effekte zwischen Flächen nur berechnet werden, wenn sie weniger als 500 Meter Distanz zueinander besitzen. Da der Effekt über Land aber weniger ausgeprägt als auf See ist, besteht hier die Annahme einer Vernachlässigung der großskaligen Wake-Effekte, was im Gesamtbild zu einer Unterschätzung der Verluste führen kann.

Zudem existieren Strategien zur aktiven Wake-Kontrolle, etwa eine Schrägstellung oder eine Schubkontrolle. Diese können jedoch nicht mit bestehenden Wake-Modellen und der vorhandenen Rechenleistung simuliert werden. Zudem ist die Größenordnung dieser Maßnahmen über alle Windparks unklar. Auch in der Forschung werden diesbezüglich Aufrufe zur Entwicklung neuer Modelle getätigt (Scott et al., 2024).

Auch die Abstände der Anlagen haben sich verändert. Dabei sind 3D in Hauptwindrichtung keine Seltenheit mehr, was jedoch an die Grenzen der analytischen Modelle stößt. Diese sind für die Far-Wake-Region optimiert, die (je nach Definition des Modells) erst 3 bis 5 Rotordurchmesser leeseitig der Anlage beginnt. Auch diese Definitionen sind inkonsistent. Jensen schrieb „if we neglect the near field“ (Jensen, 1983: 5) und spezifizierte später eine Kalibrierung ab 4 Rotordurchmessern und größer (Katić et al., 1987), denn „wind turbines are seldom put closer together than this“. In neueren Modellen wird eine Grenze von 3 (Bastankhah und Porté-Agel, 2014) oder sogar 2 (Niayifar und Porté-Agel, 2016) Rotordurchmessern angenommen.

Bei kleineren Abständen wäre eine Modellierung der Near-Wake-Region erforderlich, was aufgrund der Vielzahl an Turbulenzeffekten und fehlenden analytischen Modellen mit modernen Rechenmaschinen nicht unter überschaubarem Aufwand zu lösen wäre. Für eine großflächige Ertragsabschätzung wäre diese Methode ungeeignet. Daher wird trotz der o.g. Unsicherheiten auf analytische Modelle zurückgegriffen.

Es ist abschließend zu den Modellierungshinweisen zu benennen, dass menschliche Interaktion mit dem System Wind einschließlich seiner Messung und Simulation inklusive Standortabhängigkeiten und Turbulenzeffekten derzeit inhärent unsicherheitsbehaftet sind. Das physikalische Verständnis der Turbulenz sowie die erforderliche Rechenkapazität für präzisere Modelle stoßen hier ab einer gewissen zeitlichen und räumlichen Auflösung an ihre Grenzen. Das wird schon von den Autoren der Wake-Modelle bemerkt (Katić et al., 1987; Bastankhah und Porté-Agel, 2014). Die analytischen Modelle können somit vor allem bei Betrachtung von einzelnen Standorten aufgrund der Vereinfachung atmosphärischer Bedingungen ungenaue Ergebnisse liefern (Platis et al., 2021, zum Berge et al., 2024). Diese Arbeit erkennt das an und berücksichtigt diese Phänomene insofern, dass eine sehr große Datengrundlage gewählt wird. Über tausende Windenergieflächen und zehntausende Windenergieanlagen ist eine gewisse Mittelung einzelner Abweichungen zu erwarten. Im Fokus steht hier wie erwähnt eine großflächige Ertragsabschätzung, die nicht für jede Anlage punktgenau erfolgen kann. Zu diesem Zweck wurden die Modelle auch entwickelt (Katić et al., 1987).

4.6 Schallmodellierung

Die Modellierung der Verluste durch Schattenwurf baut auf einem Modell nach Schill (2025) auf. Dieser beschreibt in seiner Arbeit, wie ein Umgang mit neu platzierten Anlagen und ihrer Schallemission definiert ist. Zunächst wird die Annahme getroffen, die Anlagen emittieren einen Schalleistungspegel von 107 dB(A). Dieser wird nach einem beschriebenen Verfahren (Schill, 2025) auf ein Oktavband aufgeschlüsselt. Daraufhin werden die von der betrachteten Fläche aus nächsten Punkte auf immissionsschutzrechtlich relevanten Gebieten gesucht. An diesen Punkten wird die Vorbelastung durch andere Quellen sowie die Schallimmission der WEA gemäß Normausbreitungsmodell simuliert. Sollte der modellierte Wert über dem Grenzwert (siehe Abbildung 3.11) liegen und kein Irrelevanzfall (s. Abschnitt 3.9) auftreten, wird die kritische Anlage auf der Fläche identifiziert und in einen schallreduzierten Betrieb versetzt. Dieser ist in mehreren Stufen ausgeführt. Dabei wird stets auf die kritische Anlage geachtet, deren Abregelung zu den geringsten Verlusten führt. Nach jeder Abregelung wird die Immission erneut simuliert und so fortgefahren, bis die vorgegebenen Grenzwerte erfüllt sind. Eine

schematische Darstellung dieses Prozesses befindet sich in Abbildung 4.5.

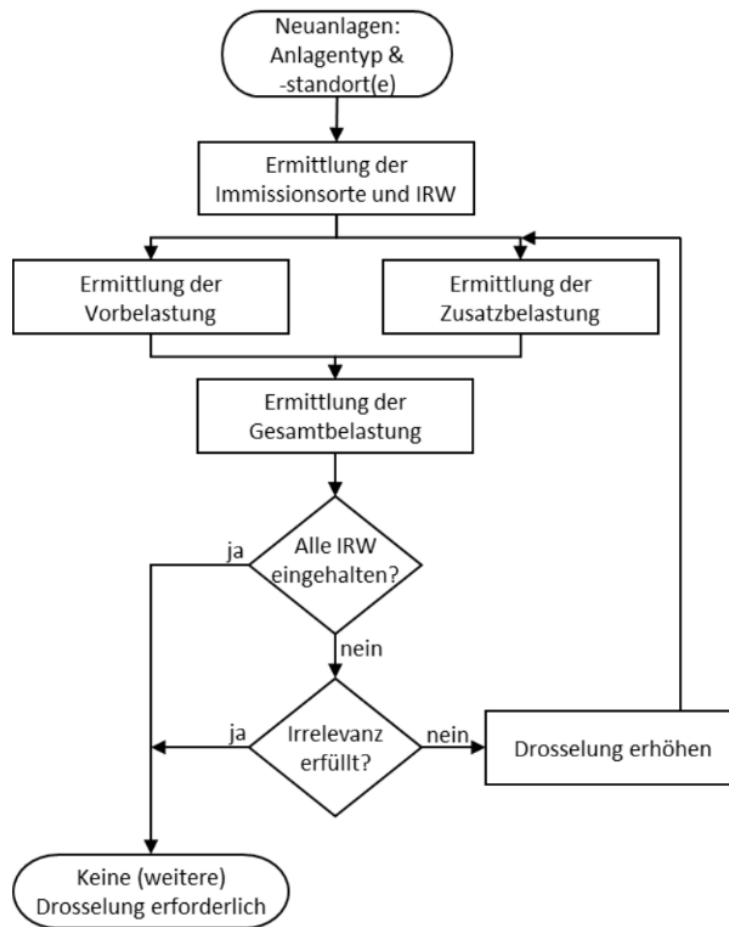


Abbildung 4.5: Schematische Schallmodellierung nach Schill (2025).
IRW = Immissionsrichtwerte.

4.7 Schattenwurfmodellierung

Das von Eilmes entwickelte Modell zum Schattenwurf simuliert auf Basis meteorologischer Zeitreihendaten und astronomischer Sonnenstände die Schattenwürfe von Windenergieanlagen bei sonnigen Verhältnissen. Es sucht im relevanten Umkreis Punkte, die immissionsrechtlich schützenswert sind und modelliert für diese die Schattenwurfdauer des Rotors über ein Jahr hinweg. Da ein Kontingent von acht Stunden existiert, wird bei jeder darüber hinausgehenden Minute die Abschaltung des Rotors simuliert. Mithilfe von Winddaten lässt sich so abschätzen, wie viel Energie die Anlage durch die Auflagen verliert (Eilmes, 2025).

4.8 Fledermausschutzmodellierung

Das durch das Fraunhofer-IEE entwickelte Modell zur Anlagenabschaltung aufgrund von Naturschutzrichtlinien setzt die einzelnen Betriebsvorschriften der Bundesländer im Bezug auf den Schutz heimischer Fledermausarten um. Erfüllen die Wetterbedingungen alle in dem jeweiligen Bundesland gültigen, in Abbildung 3.13 genannten Kriterien im ebenda genannten Zeitraum, so wird die Anlage in der Modellierung komplett abgeschaltet. Da lokale Behörden jedoch abweichende Auflagen treffen können, werden die Verluste wahrscheinlich unterschätzt (Rieß et al., 2026).

4.9 Gesamtverlustmodellierung

In der gesamten Projektpipeline werden die Anlagen zunächst im angegebenen Abstand auf der vorhergesehenen Flächenkulisse platziert. Dabei wird ein Algorithmus des Fraunhofer IEE genutzt. Die platzierten Anlagen werden somit georeferenziert und im nächsten Schritt mit den ihnen zugehörigen Gelände-, Wetter- und Verwaltungsdaten versehen. Zunächst wird dabei das „Brutto-AEP“ berechnet, welches lediglich auf Basis der Windzeitreihe und der Anlagenkennlinie die maximal mögliche Energieertragsmenge pro Jahr simuliert (siehe Abschnitt 3.2). Daraufhin modelliert die Pipeline jeweils einzeln die jeweiligen Verlustarten nach den o.g. Verfahrensschritten. Diese heben sich teilweise gegenseitig auf, beispielsweise macht eine Abschaltung aufgrund von Schattenwurf die Wake-Verluste in diesem Zeitraum obsolet. Die Einzelverluste werden am Ende mit dieser Berücksichtigung addiert und in einem Wert als „Gesamtverluste“ zusammengefasst. So kann durch Subtraktion vom Brutto-AEP ein „Netto-AEP“ berechnet werden.

Je Durchlauf wurden durch die Software auch log-Dateien erstellt, welche ebenfalls analysiert wurden. Dabei fiel auf, dass bei einigen Flächen je Durchlauf Fehler auftraten (meist missglückte Datenabfragen des Wetter-Servers). Alle betroffenen Gebiete wurden in einem nächsten Schritt identifiziert und neu berechnet, wodurch alle Fehlermeldungen aufgelöst werden konnten.

4.10 Hinweise zur Modellierung und den Nettoerträgen

Da das Modell lediglich abstandsabhängige Verluste modelliert, ist nicht davon auszugehen, dass das Netto-AEP die tatsächlichen Erträge widerspiegelt. Dafür müssen weitere Verlustarten (siehe Abschnitt 3.12 und Abschnitt 3.13) berücksichtigt werden. Zudem handelt es sich ohnehin um einen Planfall, der keine Bestandsanlagen berücksichtigt und somit lediglich hypothetische Werte ausgibt, die eine Orientierung für die Zukunft bieten können, jedoch kein vollständiges Bild darstellt.

Zur Zeit beschränken sich Quellen zu energetischen Verlusten von Windenergieanlagen zumeist auf einzelne Verlustarten. Zudem sind Messdaten und reale technische Daten nicht in dem Umfang großflächig vorhanden, um die Erträge mit Sicherheit abschätzen zu können (Lee und Fields, 2021).

Je nach Quelle sind die Erwartungen zum Ausmaß einzelner Verluste verschieden. Es ist zudem zu beachten, dass Wake-Verluste zwar global ähnlich analysiert werden können, Lärm-, Schattenwurf- und Fledermausschutz jedoch stark landestypisch variieren, was bei Anwendungsfall für Deutschland die ohnehin dünne Quellenlage zusätzlich schmälert. Erwartungen an die Ergebnisse der Modellierung sind jedoch in Tabelle 4.3 aufgeführt. Dabei gilt die Prozentzahl stets als Anteil des Brutto-AEP, wie in Abschnitt 4.9 dargestellt.

Tabelle 4.3: Erwartete Größenordnungen der einzelnen Verlustarten nach Literatur.

Verlustart	Erwartete Verluste	Quellen
Onshore-Wakes	0–20 %	Lee und Fields (2021)
Onshore-Wakes (kleinere Parks)	5–15 %	Staffell und Green (2014)
Schattenwurf (Nordamerika)	0,05–0,2 %	Lee und Fields (2021)
Fledermaus	0,4–2,4 %	Lee und Fields (2021)

5 Ergebnisse und Diskussion

Die Modellierungsdurchläufe hatten zehn GeoPackage-Dateien als Ergebnis, die mithilfe verschiedener Python-Codes und Excel-Tabellen ausgewertet wurden.

5.1 Ergebnisse der bundesweiten Modellierung

Die einzelnen Verlustarten wurden in dem Programm gewichtet addiert, wodurch je Anlage ein Brutto- und ein Netto-AEP erstellt werden konnten. Die Gesamtwerte für alle Anlagen im Bundesgebiet sind in absoluten Zahlen in Tabelle 5.1 dargestellt. Die Mittelwerte je WEA für die Jahresproduktion befinden sich in Tabelle 5.2. Die einzelnen Verlustarten befinden sich aufgeschlüsselt in Tabelle 5.3 in Prozent des Brutto-AEP, in Tabelle 5.4 als Mittelwerte je Anlage. Diese Zahlen sowie die Geodaten der Windenergieanlagen stellen die Grundlage aller Analysen und kritischen Diskussionen in Abschnitt 5 dar.

Tabelle 5.1: Ergebnisse der Modellierung für das gesamte Bundesgebiet unter Anwendung des Zong-Modells in absoluten Zahlen

Abstände (HWR/NWR)	WEA-Anzahl	Brutto-AEP [TWh]	Netto-AEP [TWh]	Gesamtverluste [TWh]	Anteil des Gesamtverlusts am Brutto-AEP [%]
3D/1,8D	30577	698,65	472,33	226,32	32,39
3,5D/2,1D	25012	571,31	414,94	156,37	27,37
4D/2,4D	19874	453,19	352,23	100,96	22,28
4,5D/2,7D	17181	391,69	315,73	75,95	19,39
5D/3D	14569	331,77	277,53	54,24	16,35

Tabelle 5.2: Ergebnisse der Modellierung für das gesamte Bundesgebiet unter Anwendung des Zong-Modells im Durchschnitt je WEA

Abstände (HWR/NWR)	WEA-Anzahl	Brutto-AEP [GWh]	Netto-AEP [GWh]	Gesamtverluste [GWh]
3D/1,8D	30577	22,85	15,45	7,40
3,5D/2,1D	25012	22,84	16,59	6,25
4D/2,4D	19874	22,80	17,72	5,08
4,5D/2,7D	17181	22,80	18,38	4,42
5D/3D	14569	22,77	19,05	3,72

Tabelle 5.3: Aufschlüsselung der Verlustarten als jeweilige Anteile am Brutto-AEP. Die Gesamtverluste werden unter Anwendung des Zong-Wake-Modells gebildet. Sie sind dabei ungleich der Summe der einzelnen Verlustarten, da sich diese teilweise überlagern.

Abstände (HWR/NWR)	Wake-Verluste (Zong) [%]	Wake-Verluste (Jensen) [%]	Verluste durch Schallschutzaufgaben [%]	Verluste durch Schattenwurfregulierung [%]	Verluste durch Fledermausschutzaufgaben [%]	Gesamtverluste (Zong-Modell) [%]
3D/1,8D	20,11	19,87	15,37	0,91	1,23	32,39
3,5D/2,1D	15,58	15,69	13,43	0,91	1,19	27,37
4D/2,4D	11,39	11,72	11,28	0,90	1,15	22,28
4,5D/2,7D	9,22	9,57	9,96	0,89	1,12	19,39
5D/3D	7,05	7,45	8,56	0,88	1,10	16,35

Tabelle 5.4: Aufschlüsselung der Verlustarten als Durchschnitt je WEA. Die Gesamtverluste werden unter Anwendung des Zong-Wake-Modells gebildet. Sie sind dabei ungleich der Summe der einzelnen Verlustarten, da sich diese teilweise überlagern.

Abstände (HWR/NWR)	Brutto-AEP [GWh]	Wake-Verluste (Zong) [GWh]	Wake-Verluste (Jensen) [GWh]	Verluste durch Schallschutzaufgaben [GWh]	Verluste durch Schattenwurfregulierung [GWh]	Verluste durch Fledermauschutzaufgaben [GWh]	Gesamtverluste (Zong-Modell) [GWh]
3D/1,8D	22,85	4,59	4,54	3,51	0,21	0,28	7,40
3,5D/2,1D	22,84	3,56	3,59	3,07	0,21	0,27	6,25
4D/2,4D	22,80	2,60	2,68	2,57	0,21	0,26	5,08
4,5D/2,7D	22,80	2,10	2,18	2,27	0,20	0,25	4,42
5D/3D	22,77	1,60	1,70	1,95	0,20	0,25	3,32

5.2 Vergleich der Wake-Modelle

Die Modelle von Jensen und Zong unterscheiden sich im Ergebnis nur geringfügig. Gemessen am Brutto-AEP liegen die Wake-Verluste maximal 0,4 % auseinander (im 5D-Fall 7,05 % vs. 7,45 %). Das ist als Trend nicht verwunderlich, da sowohl das Jensen- (Gleichung 3.30) als auch das Zong-Modell (Gleichung 3.33) eine Abstandsabhängigkeit der Wake-Verluste von

$$\Delta U \propto \frac{1}{x^2} \quad (5.1)$$

mit dem Geschwindigkeitsdefizit ΔU und dem horizontalen Abstand x beinhalten. Wie in Tabelle 5.3 zu sehen ist, sind die Verluste im Zong-Modell für kleinere Abstandsszenarien größer, während das Jensen-Modell hingegen bei größeren Abständen größere Verluste berechnet. Das wird auch in Abbildung 5.1 am größeren Koeffizienten des ersten Terms der quadratischen Funktionen sichtbar, wo als Resultat die Verluste im Zong-Modell bei kleineren Abständen stärker ansteigen. Zwar ist dieser Unterschied nicht riesig, wird aber in Abbildung 5.2 auch quantitativ deutlich – für das 3D/1,8D-Szenario sind die Verluste im Zong-Modell gegenüber dem Jensen-Modell mehr als 1 % größer. Im 3,5D-Szenario sind die Verluste im Jensen-Modell schon geringfügig größer, bis zum 4D-Szenario kommt das Zong-Modell nur noch auf etwa 97 % des Jensen-Werts. Bis zum 5D-Szenario verstärkt sich dieser Trend hin auf 95 %. Für größere Abstände unterscheiden sich die beiden Wake-Modelle in der Betrachtung somit stärker.

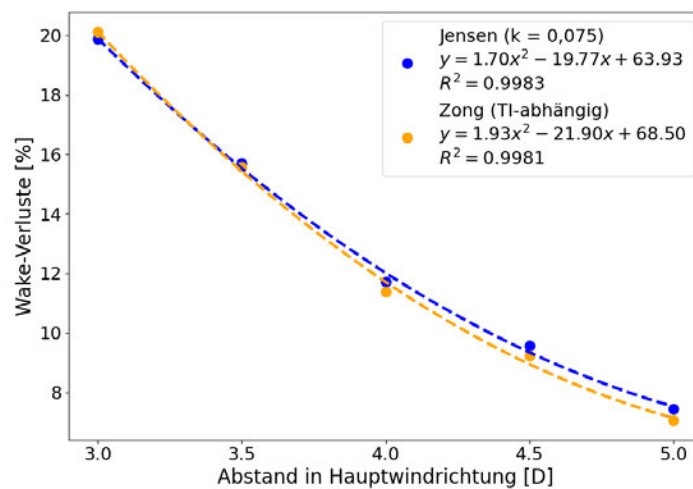


Abbildung 5.1: Quadratischer Fit der Wake-Verluste von Jensen- und Zong-Modell über alle Abstandsszenarien.

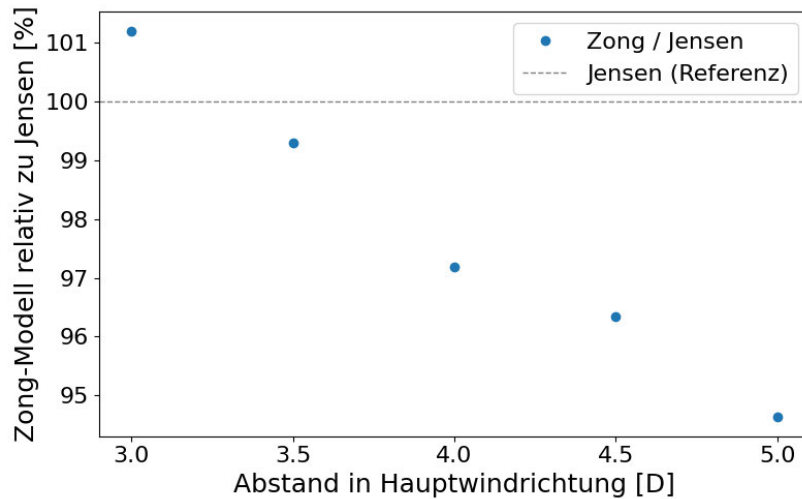
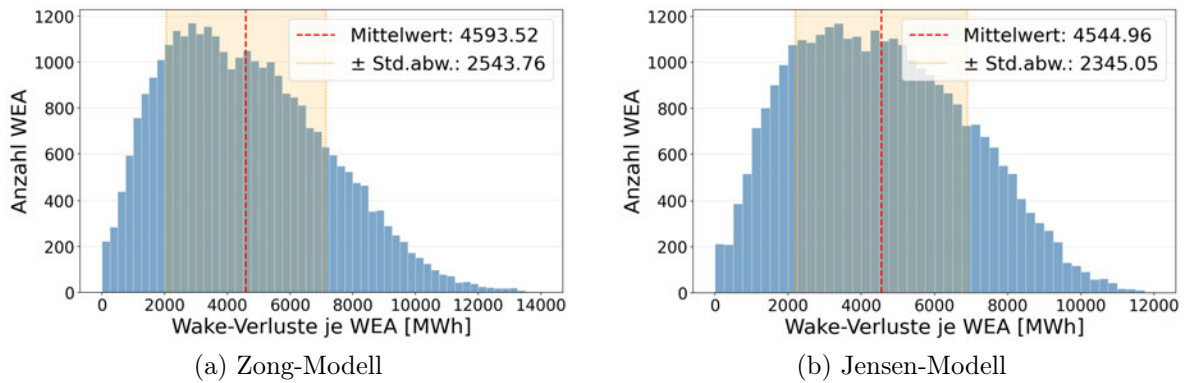


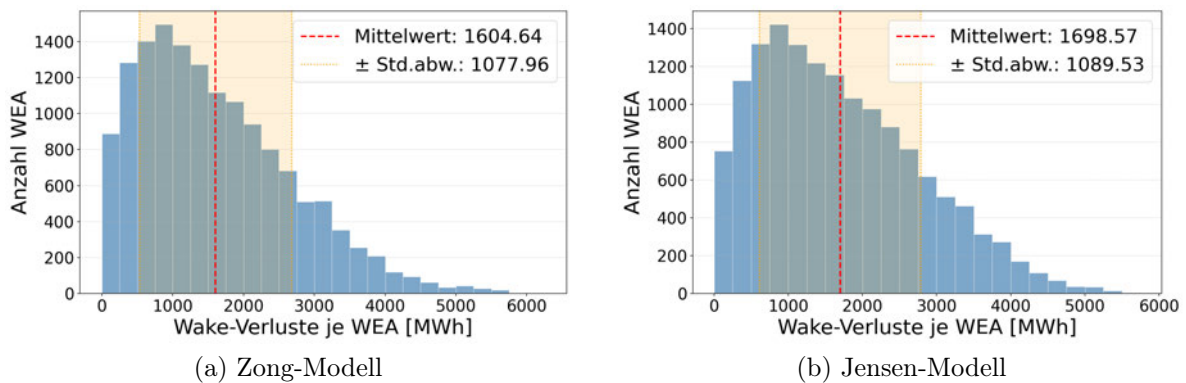
Abbildung 5.2: Verluste des Zong-Modells relativ zum Jensen-Modell je Abstandsszenario. Jensen-Modell = 100 %



(a) Zong-Modell

(b) Jensen-Modell

Abbildung 5.3: Histogramm der Wake-Verluste beider Modelle im 3D-Abstandsszenario mit statistischen Kennzahlen.



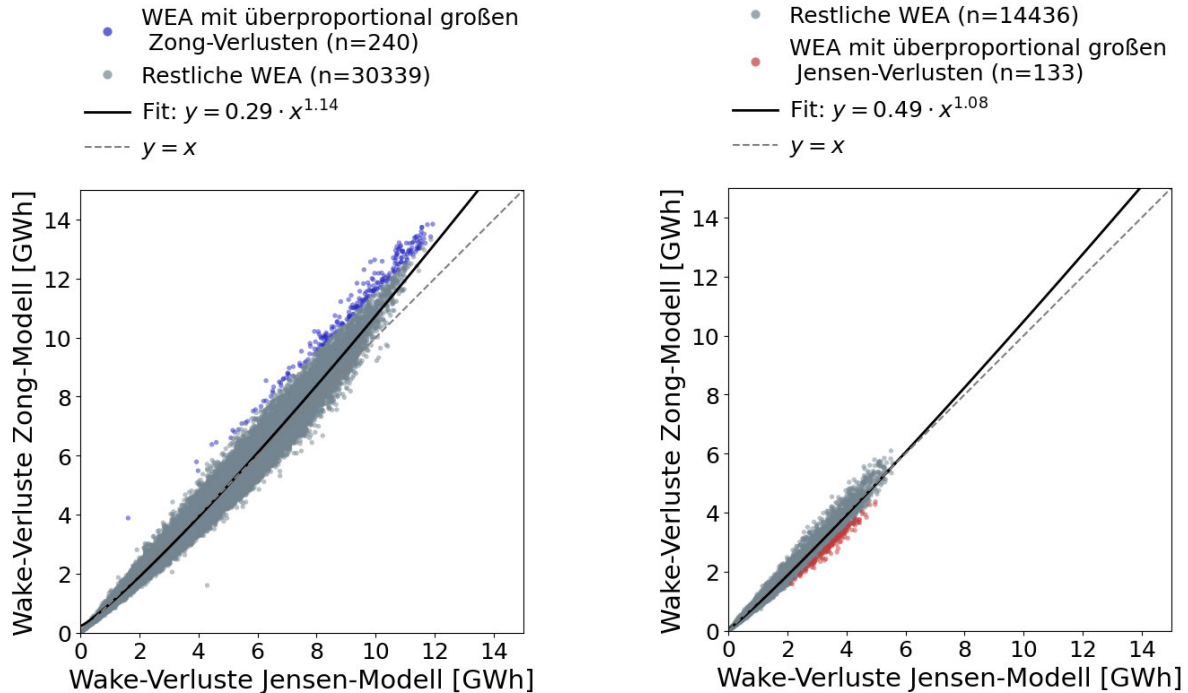
(a) Zong-Modell

(b) Jensen-Modell

Abbildung 5.4: Histogramm der Wake-Verluste beider Modelle im 5D-Abstandsszenario mit statistischen Kennzahlen.

Der Unterschied in beiden Wake-Modellen zeigt sich nicht nur im Mittelwert, sondern auch in der Standardabweichung der Verteilung aller Wake-Verlustwerte. Für kleinere Abstände (Abbildung 5.3)

resultiert das Zong-Modell in einer deutlich größeren Standardabweichung, was auch an mehr extrem hohen Werten liegt. Dagegen besitzt das Jensen-Modell bei größeren Abständen (Abbildung 5.4) eine größere Standardabweichung, der Effekt ist jedoch trotz des relativ gesehen größeren Unterschieds im Mittelwert weniger ausgeprägt. Das Zong-Modell neigt also bei gleicher Verlustmenge zu einer größeren Standardabweichung, was an der Berücksichtigung der Turbulenzintensität liegen kann. Hier bestätigen sich die in Abschnitt 4.4 getroffenen Annahmen. Es kann erstaunlich wirken, dass zwei Modelle mit verschiedenen mathematischen Ansätzen zu ähnlichen Ergebnissen gelangen, doch ist in diesem Fall $k = 0,075$ im Jensen-Modell ein Wert, dem es gelingt, die verschiedenen Parameter im Zong-Modell zusammenzufassen. Hier wird – vereinfacht gesagt – gut gemittelt. Das erklärt auch die kleinere Streuung im Jensen-Modell.



(a) 3D-Szenario. Blau markiert sind Punkte, in denen die Verluste des Zong-Modells mindestens 1,5 GWh je Anlage gegenüber dem Jensen-Modell übertreffen.

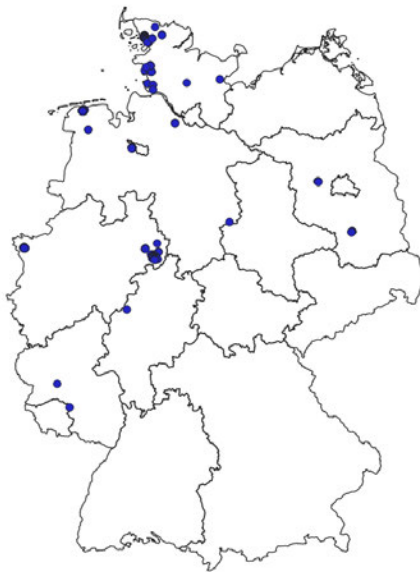
(b) 5D-Szenario. Rot markiert sind Punkte, in denen die Verluste des Jensen-Modells mindestens 0,5 GWh je Anlage gegenüber dem Zong-Modell übertreffen.

Abbildung 5.5: Scatterplot für den Vergleich der Wake-Verluste je WEA zwischen Zong- und Jensen-Modell. Die jeweils farblich markierten Punkte sind in Abbildung 5.6 geographisch referenziert.

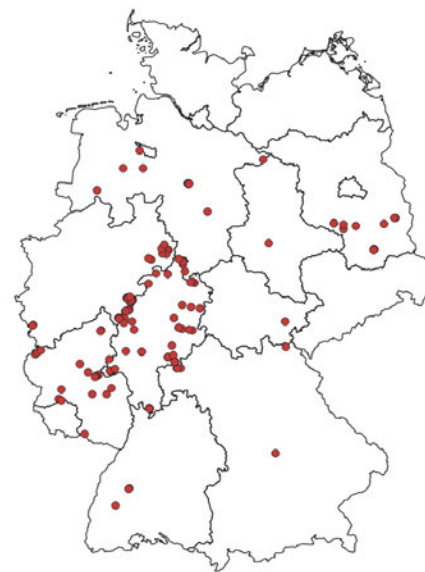
Eine Veranschaulichung dieser vergleichsweise hohen Verlustwerte im Zong-Modell wird in Abbildung 5.5 zusätzlich belegt. Hier sind alle WEA nach ihrem Wake-Verlust im Zong- und im Jensen-Modell in einem Scatterplot aufgetragen. Dieser direkte Vergleich ergibt bei einer exponentiell gefitteten Trendlinie eine Funktion mit einem Exponent > 1 . Das zeigt, dass bei größeren Wake-Verlusten das Zong-Modell (y -Achse) tendenziell größere Verluste annimmt als das Jensen-Modell. Das Phänomen ist zwar schon im 5D-Abstandsszenario sichtbar (Abbildung 5.5 (b)), verstärkt sich jedoch im 3D-Abstandsszenario (Abbildung 5.5 (a)). Das Jensen-Modell, das für größere Abstandsszenarien generell größere Verluste (siehe Tabelle 5.4 bestimmt, erzielt diese „Überhänge“ bei generell niedrigen Verlustwerten von WEA. Beide Trends wirken also gegenläufig. Gründe dafür werden durch eine geographische Lokalisierung der WEA mit den in Abbildung 5.5 eingefärbten großen Differenzen ersichtlich. Die Punkte in Abbildung 5.6 sind korrespondierend eingefärbt und stellen die geographische Position der WEA dar.

In Abbildung 5.6 (a) sind die Anlagen dargestellt, die im Zong-Modell von deutlich höheren Wake-Verlusten beeinträchtigt werden. Sie befinden sich systematisch in größeren Parks. Das unterstreicht die in Abbildung 5.1 herausgearbeitete größere Sensitivität gegenüber dem Abstand, die sich in großen Parks maximal auswirkt. Es ist also davon auszugehen, dass das Zong-Modell bei kleinen Abständen in großen Parks zu größeren Verlusten kommt als das Jensen-Modell. Da die größten Wake-Verluste im Allgemeinen dort entstehen, steht der im vorherigen Absatz erörterte Trend hiermit in Zusammenhang. Die große Anlagenkonzentration in Norddeutschland, vor allem in Schleswig-Holstein, lässt zudem darauf schließen, dass dieses Phänomen durch geringe Turbulenzintensitäten verstärkt wird. Diese ist in Norddeutschland geringer als in den Mittelgebirgen in Mittel- und Süddeutschland (siehe Abbildung 4.3). Tatsächlich erreichen die blauen Punkte im Mittel eine Turbulenzintensität von 0,084. Verglichen mit dem bundesweiten Mittelwert aller WEA von 0,094 ist dieser Wert geringer. Die TI wird im Jensen-Modell nicht berücksichtigt, was zu einer Unterschätzung der Wake-Verluste führt.

Anders verhält es sich mit den roten Punkten in Abbildung 5.6 (b), welche jene WEA repräsentieren, die im Jensen-Modell größere Verluste erreichen. Sie sind überwiegend in Mittelgebirgen zu finden, vor allem in Hessen, und trotz geringerer Anlagenanzahl breiter verstreut als die blauen Punkte in (a). Die Turbulenzintensität liegt im Mittel der roten Punkte bei 0,107 – deutlich größer als der Bundesschnitt von 0,094. Daraus lässt sich der umgekehrte Fall schließen. Das Jensen-Modell unterschätzt, wie schnell sich die Strömung bei einem hohen TI-Wert erholen kann und berechnet somit einen größeren Verlust als das Zong-Modell. Durch die Einbeziehung der TI können die lokalen Verhältnisse somit genauer modelliert werden, wobei diese Erkenntnis durch Feldmessungen und LES zu überprüfen ist. Die in Abschnitt 4.4 getroffene Annahme wurde also bestätigt. Aus diesem Grund wird in den nachfolgenden Diskussionen, die vor allem in Abschnitt 5.4 regionale Unterschiede behandeln, das Zong-Modell als Wake-Modell verwendet.



(a) 3D-Szenario. Punkteigenschaften analog zu Abbildung 5.5 (a).



(b) 5D-Szenario. Punkteigenschaften analog zu Abbildung 5.5 (b).

Abbildung 5.6: Geographische Referenz der WEA mit den größten Unterschieden zwischen beiden Wake-Modellen. Die Punkte stammen aus Abbildung 5.5.

Für den jeweiligen Anwendungsfall sei festgehalten, dass beide Modelle für sich validiert sind, allerdings laut Selbstbeschreibung im Jensen-Modell nur für ≥ 4 (Katić et al., 1987) bzw. im Zong-Modell nur bis $\geq 2-3$ (Niayifar und Porté-Agel, 2016) Rotordurchmessern Abstand. Diese werden hier vor allem in Nebenwindrichtung unterschritten. Für kleine Abstände sollten die Ergebnisse daher mit LES- oder

Messdaten verglichen werden, um die Aussagekraft zu erhöhen. Bezüglich weiterer Unsicherheiten sei an dieser Stelle auf Abschnitt 4.5 verwiesen.

Die Unterschiede zwischen beiden Modellen fallen dennoch vergleichsweise gering aus. Systematische Effekte sind vorhanden, für das Ziel der Erhaltung eines Gesamtbilds über die energetischen Verluste jedoch nicht maßgeblich. Für zukünftige Analysen in diesem Feld bietet sich hier eine Sensitivitätsanalyse gegenüber des Parameters k im Jensen-Modell oder der Turbulenzintensität im Zong-Modell an. Auch die genauere Untersuchung einzelner Standorte (vorzugsweise mit sehr großer oder sehr kleiner TI) kann bei einem kritischen Vergleich beider Modelle unterstützen. Nicht zuletzt können weitere Sensitivitätsanalysen, etwa bezüglich Technologieänderungen (z. B. Rotordurchmesser, Nabenhöhe), Einbezug von Bestandsanlagen oder weitere (etwa nichtelliptische) Abstandsszenarien und das Verhalten der Wake-Modelle in diesen Umständen von Interesse für die Zukunft sein und dabei helfen, ein quantitatives Bild analytischer Modelle in diesem Feld zu zeichnen.

5.3 Betrachtung der verschiedenen Verlustarten

Bei einer Gesamtbetrachtung der absoluten energetischen Verluste (Abbildung 5.7) fällt auf, dass bei sich linear verkleinerndem Abstand sowohl das Brutto- und Netto-AEP als auch alle energetischen Verluste sich (zumindest mit Vorfaktor) überlinear vergrößern. Das resultiert maßgeblich aus der Zweidimensionalität der Flächen, wodurch sich die Anzahl an platzierten WEA in zwei Dimensionen vergrößert. Eine Visualisierung dieser Abhängigkeit in einem mittelgroßen Windpark ist in Abbildung 5.9 dargestellt. Durch die Heterogenität der Flächenstruktur hinsichtlich Größe und Form ist jedoch keine exakte quadratische Abhängigkeit gegeben. Die WEA-Anzahl je Szenario (siehe Tabelle 5.1) zeigt, dass im 3D-Szenario etwas mehr als doppelt so viele Anlagen wie im 5D-Szenario einberechnet sind. Gleichzeitig steigen Verluste durch Wakes auf das Sechsfache, Verluste durch Schallschutzmaßnahmen auf das Dreieinhalbfache. Eine klare Überproportionalität ist somit schon in den absoluten Werten erkennbar.

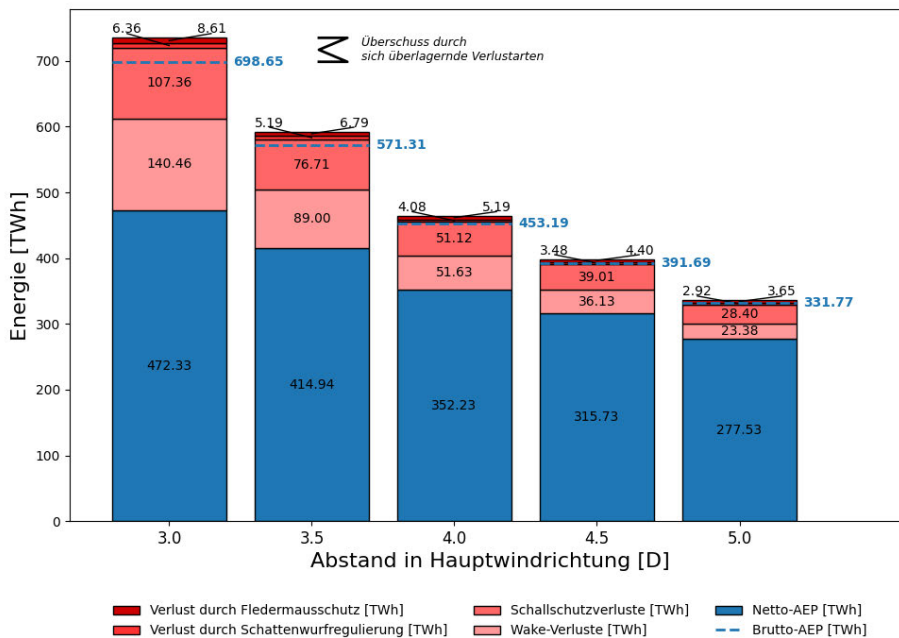


Abbildung 5.7: Aufschlüsselung der energetischen Verluste je Abstandsszenario unter Anwendung des Zong-Modells (absolut [TWh], gesamtes Bundesgebiet).

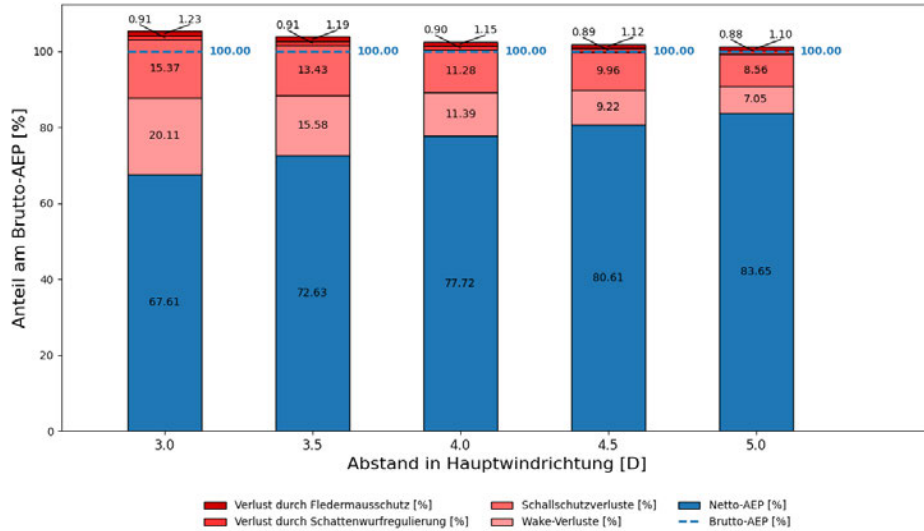


Abbildung 5.8: Aufschlüsselung der energetischen Verluste je Abstandsszenario unter Anwendung des Zong-Modells (prozentual). Brutto-AEP = 100 %. Die Balken sind größer als 100 %, was aus einer teilweisen Überlagerung der einzelnen Verlustarten resultiert.

Die prozentualen Werte (Abbildung 5.8), die den Effekt durch die größere WEA-Anzahl nicht berücksichtigen, skizzieren hingegen verminderte Effekte gegenüber den Absolutwerten, was die Verlustabhängigkeit gegenüber dem Abstand betrifft. Dennoch ist auch hier eine klare Überlinearität erkennbar, die in Abbildung 5.10 durch quadratische Fits für das prozentuale Netto-AEP sowie die Gesamtverluste quantifiziert werden kann. Die überlineare bzw. quadratische Abhängigkeit der Gesamtverluste vom Abstand bestätigt sich somit auch mathematisch.



(a) 3D-Szenario (29 WEA) (b) 4D-Szenario (18 WEA) (c) 5D-Szenario (14 WEA)

Abbildung 5.9: Wake-Verluste (Zong) je Abstandsszenario in einem Windpark. Eine intensivere Rotfärbung ist gleichbedeutend mit größeren Verlusten.

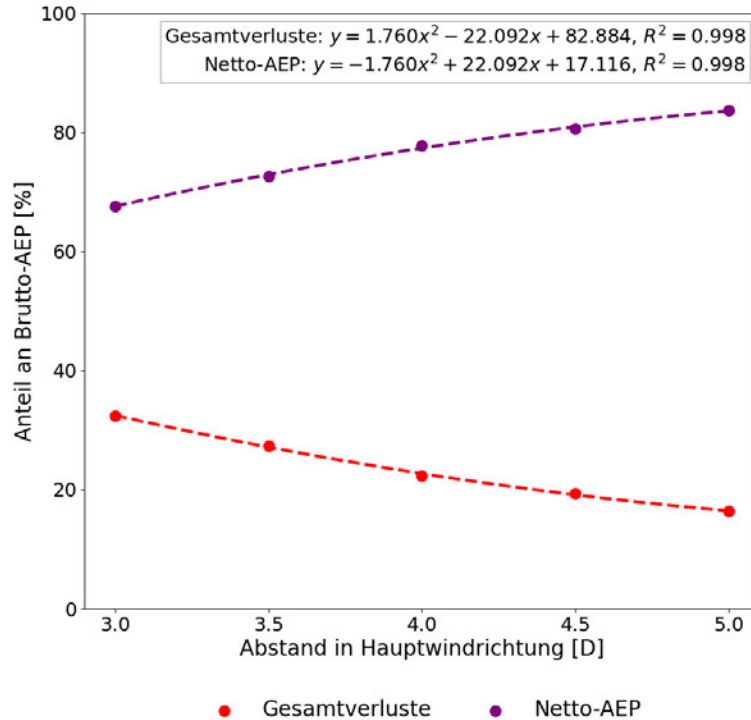


Abbildung 5.10: Quadratische Fitfunktionen des Netto-AEP und der Gesamtverluste (prozentual). Brutto-AEP je Abstandsszenario = 100 %.

Unterschiede zwischen den jeweiligen Verlustarten lassen sich ebenfalls mit (über)linearen Fits erkennen. In Abbildung 5.11 ist ersichtlich, dass die Wake-Verluste auch prozentual gesehen für kleinere Abstände am stärksten ansteigen. Das ist durch den größten Koeffizienten am quadratischen Kettenglied (1,93) der Fitfunktion erkennbar. Die Schallschutzverluste zeigen ebenfalls eine überlineare Abhängigkeit, allerdings in geringerem Ausmaß (Koeffizient 0,55). Das führt dazu, dass sie für die Abstandsszenarien 5D und 4,5D den größten Teilverlust ausmachen. Erst in Szenarien mit kleineren Abständen beginnen die Wake-Verluste dank ihrem stärker quadratischen Wachstum den Großteil der Verluste auszumachen. Diese Dynamik ist gerade in Windparks mit mehreren Anlagen, wie in Abbildung 5.9 dargestellt, qualitativ ersichtlich. Jede Anlage, die in einem kleineren Abstandsszenario „hinzukommt“, ist erheblich stärker von Wake-Verlusten betroffen. Dieser Unterschied ist zwischen 4D und 3D durch die größere Anlagenzahl (siehe auch Tabelle 5.1) noch stärker erkennbar als für 5D/4D.

Die Verluste durch Schattenwurfregulierung und durch Fledermausschutz sind vergleichsweise klein und zeigen im Falle des Fledermausschutzes wenig (Koeffizient 0,01) und im Falle des Schattenwurfs keine Überlinearität. Letzterer kann im Gegensatz zu allen anderen Verlustarten durch einen linearen Fit mit einem höherem Bestimmtheitsmaß beschrieben werden als durch einen quadratischen Fit. Beide „kleinen“ Verlustarten steigen dabei vom 5D- zum 3D-Szenario geringfügig an – die Schattenwurfregulierungsverluste von 0,88 % auf 0,91 % und die Fledermausschutzverluste von 1,10 % auf 1,23 %. Die Dimensionen der Verluste entwickeln jedoch keine quadratischen Dynamiken in den Größenordnungen der anderen beiden Verlustarten und ihre Abstandsabhängigkeit ist somit im Allgemeinen als vernachlässigbar einzuschätzen.

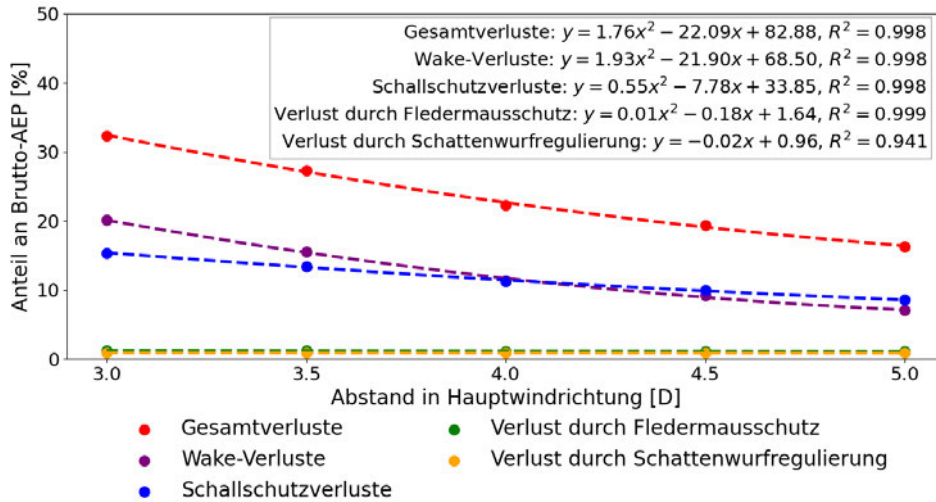


Abbildung 5.11: Quadratische bzw. lineare (Schattenwurfregulierung) Fitfunktionen der energetischen Verlustarten über alle Abstandsszenarien.

Für eine Betrachtung der Gesamtverluste sind somit im Wesentlichen die Wake- und die Schallschutzverluste maßgeblich. Sie unterscheiden sich in der Ausprägung ihrer Überlinearität, was über die verschiedenen Abstandsszenarien in einer Änderung ihres gegenseitigen Verhältnisses resultiert. Die Gesamtverluste entwickeln sich als Folge ebenfalls überlinear.

Anzumerken ist hierbei vor allem, dass das Modell für die Schallschutzverluste eigentlich für Bestandsanlagen mit bekannten Schallemissionen entwickelt wurde und eine Anpassung für neue Anlagen bzw. Technologieszenarien nicht großflächig getestet wurde. Hier sind also Vergleiche mit bestehenden Windparks und Sensitivitätsanalysen bezüglich der Schallemissionen der WEA von zukünftigem Interesse, um eine großflächige Validierung zu gewährleisten. Auch die großflächige Wake-Modellierung besteht teilweise aus vereinfachten Annahmen, wie schon in Abschnitt 4.5 und Abschnitt 5.2 erörtert wurde. Die Modelle für die Schattenwurfregulierungsverluste und die Fledermausverluste funktionieren gemäß ihrer Validierung und erfordern durch ihre geringen Anteile an den Gesamtverlusten sowie ihre robuste Funktionsweise vergleichsweise weniger Überprüfungsbedarf.

5.4 Verlustunterschiede auf Bundeslandebene

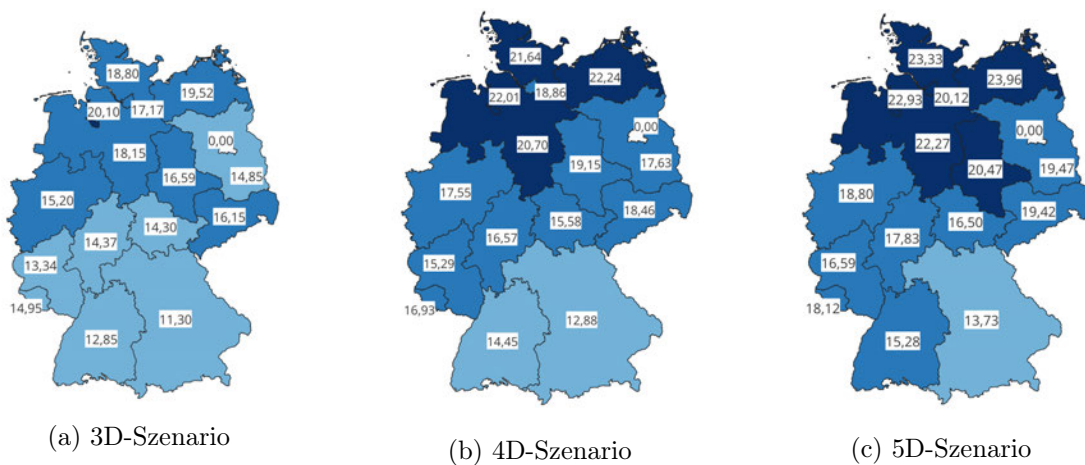


Abbildung 5.12: Netto-AEP je WEA im Durchschnitt je Bundesland [GWh].

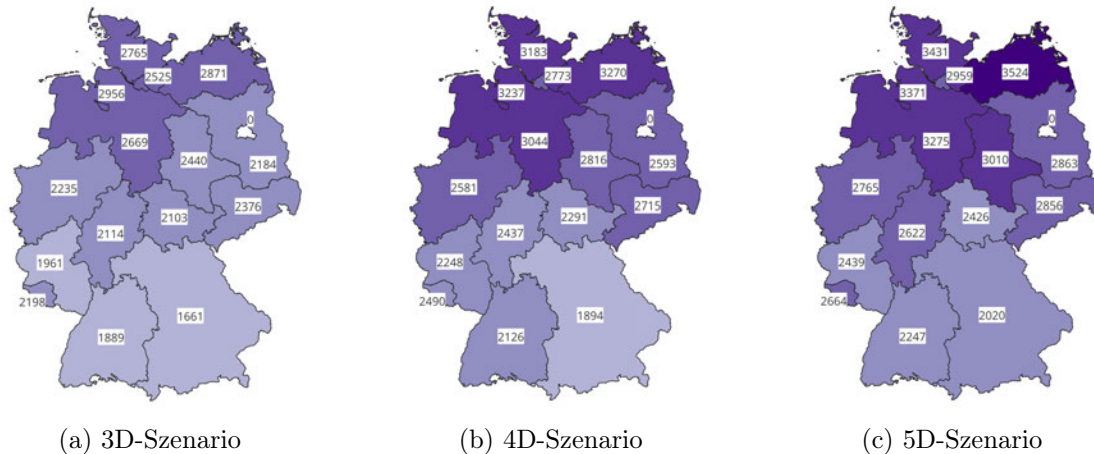


Abbildung 5.13: Netto-AEP je WEA im Durchschnitt je Bundesland in Volllaststunden [flh].

Die Energieproduktion unterscheidet sich auch bei Differenzierung über die einzelnen Bundesländer. Im Allgemeinen erzeugt eine Anlage in den nördlichen Bundesländern in allen Abstandsszenarien mehr Energie als eine Anlage in Baden-Württemberg oder Bayern, was an den geringeren Windressourcen im Süden (siehe Abbildung 4.2) liegt. Ebenfalls lässt sich klar sagen, dass eine durchschnittliche Anlage im 5D-Szenario mehr Energie produziert als im 3D- oder 4D-Szenario, da die Wake- und Schallverluste deutlich geringer sind. Es fällt jedoch auf, dass die Veränderung der durchschnittlichen Produktionsmenge nicht in allen Bundesländern gleich proportional ist. Am Beispiel von Brandenburg und Sachsen etwa lässt sich in Abbildung 5.12 erkennen, dass ersteres im 5D-Szenario je Anlage mehr Energie produziert, die Produktionsmenge aber für kleinere Abstände so stark sinkt, dass Sachsen im 4D- und vor allem im 3D-Szenario mehr Energie je WEA produziert. Diese starke Abnahme kann etwa an größeren Parks und einem größeren Anteil der Wake-Verluste im Verhältnis zu den Verlusten durch Schallschutz liegen. Diese Tatsache lässt sich zumindest im Einzelfall in Abbildung 5.14 und Abbildung A2 bestätigen: Die Wake-Verluste spielen in Brandenburg im Vergleich zu den Schallschutzverlusten eine größere Rolle als in Sachsen. So wird eine größere Sensitivität gegenüber kleinen Abstandsänderungen geschaffen. Zu beachten ist allerdings die starke Abhängigkeit gegenüber den Beschaffenheiten der ausgewiesenen Flächen – in Brandenburg sind die betrachteten Flächen größer als in Sachsen – welche die Verluste im Endeffekt stark beeinträchtigen können. Darauf wird später in diesem Abschnitt noch hingewiesen. Bei Vergleichen zwischen einzelnen Bundesländern sind diese Unterschiede in der Flächenstruktur unbedingt mit einzukalkulieren, wenn Aussagen über unterschiedliche Ergebnisse getroffen werden. So wird auch obige Folgerung für Brandenburg/Sachsen von diesen Effekten überlagert.

Aus der Aufschlüsselung nach Verlustarten im 3D-Szenario gehen zudem einige andere Erkenntnisse einher, bei denen die Stadtstaaten Hamburg und Bremen aufgrund ihrer geringen Flächen- und WEA-Anzahl nicht einbezogen werden. Wie oben beschrieben können aufgrund dem unterschiedlichen Umfang der Flächen, der verschiedenen Größe und dem Abstand zur Wohnbebauung an dieser Stelle keine allgemeinen Beurteilungen der Flächengüte oder pauschaler Verlustwerte in einzelnen Bundesländern getroffen werden. Es werden lediglich die Modellierungsergebnisse auf Zahlenbasis bewertet. Die Verluste durch Schallschutz (je Flächenland 7-20 %) unterscheiden sich über die einzelnen Bundesländer hinweg mehr als die Wake-Verluste (je Flächenland 15-25 %). In Nordrhein-Westfalen tragen sie selbst im 3D-Szenario mit 20,2 % die größten Anteile an den Gesamtverlusten (Wakes: 20,0 %) bei, in Schleswig-Holstein (19,6 % vs. 20,3 %) und in Thüringen (16,9 % vs. 18,1 %) liegen sie nur knapp darunter. Im Gegensatz dazu stehen große Unterschiede beider Verlustarten in Bundesländern wie Sachsen-Anhalt (7,2 % vs. 22,2 %), Hessen (10,0 % vs. 21,7 %) oder Mecklenburg-Vorpommern (9,5 % vs. 19,1 %). Bemerkenswert sind auch die Unterschiede im 5D-Szenario, wo die Schallschutzverluste generell den größten Teil der Verluste ausmachen. Hier lassen sich die großen Unterschiede vergleichsweise noch stärker erkennen: Während in Baden-Württemberg nur 2,5 % und in Sachsen-Anhalt nur 2,8 % der Verluste durch den Schallschutz bedingt sind, erreicht dieser Wert in Nordrhein-Westfalen schon

13,5 % und in Thüringen gar 14,9 % und damit mehr als das Doppelte der dortigen Wake-Verluste. Somit ist erkennbar, dass in diesen Bundesländern im gegebenen Datensatz mehr Flächen in der Nähe immissionsschutzrechtlich relevanter Punkte ausgewiesen sind.

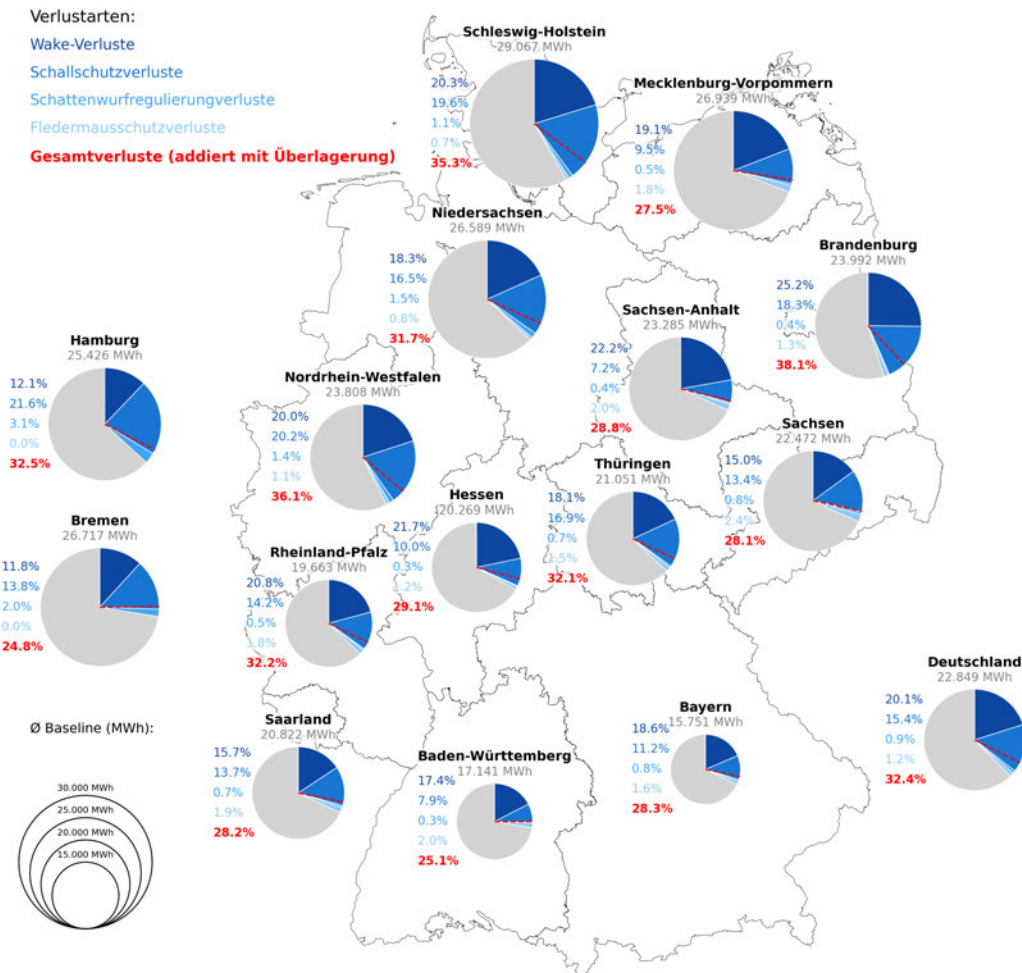


Abbildung 5.14: Verluste je Bundesland nach Verlustarten aufgeschlüsselt [%] – 3D-Szenario. Die Größe der Kreise repräsentiert das durchschnittliche Brutto-AEP je WEA.

Die Wake-Verluste sind insgesamt ausgeglichener und decken eine Spanne von 4,7 % in Sachsen bis 9,2 % in Brandenburg ab. Somit verursacht der Schallschutz gerade für größere Abstandsszenarien auch größere regionale Unterschiede in den energetischen Verlusten. Gründe dafür sind vielfältig und können zwar von systematischen Parkgrößenunterschieden bis zur Besiedlungsstruktur der Länder reichen, vordergründig besteht aber eine starke Abhängigkeit gegenüber der Größe und Form der ausgewiesenen Flächen. Da die Vorranggebiete Flächen verschiedener Planungsebenen enthalten, entsteht hier wie oben erwähnt ein systematischer Einfluss, der nur bedingt zu quantifizieren und erkennen ist. In Hessen etwa sind im Datensatz lediglich Flächen der Regionalplanung enthalten, die einen Abstand von 1000 m zu bebauten Flächen einhalten. Daher ist Hessen auch eins der Länder mit den vergleichsweise geringsten Verlusten durch Schallschutz. Flächen, die auf anderen Ebenen ausgewiesen werden, unterscheiden sich in ihrer Bemessungsgrundlage teils so immens, dass die bundesweiten Differenzen in Alter, Planungspraxis und Ausweisungskriterien der Flächen sowie die geringe naturwissenschaftliche

Quantifizierbarkeit an dieser Stelle keine vertiefende Analyse zulassen.

Auch die „kleineren“ Verlustarten Schattenwurfregulierung und Fledermausschutz weisen regionale Unterschiede auf. So ist der Verlust durch Schattenwurf im 3D-Szenario in Baden-Württemberg und Hessen mit jeweils 0,3 % am kleinsten. In Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen erreicht dieser Wert hingegen 1,4 bzw. 1,5 %. Daraus folgt, dass in beiden Bundesländern tendenziell die meisten Flächen in der Nähe immissionsschutzrechtlich relevanter Punkte ausgewiesen ist. An den gegensätzlichen Beispielen von Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen, die jeweils einen sehr niedrigen bzw. sehr hohen relativen Wert in Schallschutz- und Schattenwurfverlusten erzielen, kann ein Zusammenhang beider Werte hergestellt werden. Dort, wo Schallschutzverluste groß sind, sind im Allgemeinen auch Verluste durch Schattenwurfregulierung größer, auch wenn diese Aussage nicht in allen Fällen (etwa Brandenburg, Niedersachsen) gültig ist. Die Zahlen für Schattenwurfregulierungsverluste verändern sich im 5D-Szenario um höchstens 0,1 % je Bundesland, was die geringe Abstandsabhängigkeit unterstreicht.

Die Verluste durch Fledermausschutz sind im Gegensatz zu den andern Verlustarten nicht bundesweit einheitlich geregelt, sondern basieren auf Landesgesetzen. Die Modellergebnisse unterscheiden sich auch hier im 5D-Szenario nur geringfügig vom 3D-Szenario – je Bundesland um höchstens 0,2 %. Legt man die Zahlen des 3D-Szenarios zugrunde, so muss Sachsen mit einem Verlust von 2,4 % die strengsten Fledermausschutzvorschriften bundesweit haben, während dieser Wert in Niedersachsen gerade einmal 0,8 % beträgt. Hier ist jedoch wie in Abschnitt 3.11 anzumerken, dass den Modellannahmen lediglich die Landesgesetze zugrunde liegen, in vielen Fällen jedoch abweichende Vorschriften als Ergebnis eines Monitorings gelten. Da es sich in der Analyse um einen theoretischen Planfall handelt und der Einfluss der Ergebnisse überschaubar ist, wird von einer weiteren Vertiefung des Themas an dieser Stelle abgesehen.

5.5 Einfluss der Parkgröße auf die Verluste

Wie in den vorherigen Abschnitten schon einige Male angesprochen, spielt die Parkgröße bei der abstandsabhängigen Verlustentwicklung vor allem, aber nicht nur für die Wake-Verluste eine Rolle. Dabei ist ein „Park“/„Windpark“ als einzelne ausgewiesene Fläche definiert, wobei Flächen in weniger als 500 Metern Entfernung zueinander gemeinsam als ein Park gewertet werden. Für Windparks bis etwa 50 (3D), 40 (4D) bzw. 30 (5D) Anlagen ist in Abbildung 5.15 eine stetige Erhöhung des mittleren Wake-Verlusts ersichtlich. Je Parkgröße existiert dabei eine Streuung der Daten, die mit größeren Parks ebenfalls größer wird. Über den o.g. Werten nimmt die Größe der Datengrundlage rapide ab, was unregelmäßigere Verlustwerte und größere Streuungen zur Folge hat. Die mittleren Wake-Verluste stagnieren auf hohem Niveau – für das 3D-Szenario liegen Mittelwerte in großen Parks um etwa 30 %, für 4D knapp unter 20 % und für 5D knapp über 10 %. Das zeichnet unter den bisher genannten Gesichtspunkten (auch in Abschnitt 5.4) ein plausibles Bild von deutlich größeren Wake-Verlusten in großen Parks.

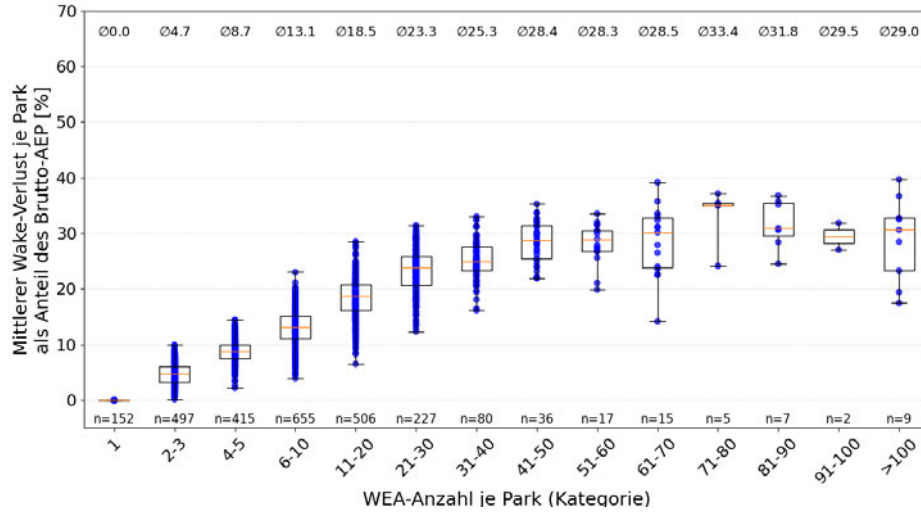
Die Gesamtverluste (Abbildung 5.16) sind aufgetragen unregelmäßiger verteilt, auch wenn das grundsätzliche Prinzip bestehen bleibt, dass mit größeren Parks auch größere Verluste einhergehen. Im Wesentlichen ergeben sich durch die Einbeziehung des Schallschutzes einige Ausreißer mit großen Gesamtverlusten, die vor allem in kleineren Parks erheblich höhere Werte zur Folge haben. Schon einzelne WEA, die frei von Wake-Verlusten sind (siehe Abbildung 5.15), erreichen so im Mittel Verluste von 7-9 %. Sie unterscheiden sich je Abstandsszenario leicht, da einige kleinere Flächen im 5D-Szenario mit nur einer, im 3D-Szenario aber mit zwei Anlagen bebaut sind und dadurch in eine andere Kategorie fallen. Selbst bei Einzelanlagen kommt es dabei zu Spitzenwerten von fast 50 %. Diese hohen Zahlen ergeben sich aus der höchsten Schallschutzstufe, dem kompletten nächtlichen Stillstand von 22 bis 6 Uhr. Auch in größeren Parks ist dieses Phänomen erkennbar und führt in Extremfällen zu Verlusten von über 40 %, im 3D-Szenario von über 50 %. Auch hier charakterisieren sich alle Ausreißer nach oben durch mindestens eine Anlage, die nachts stillstehen muss. Parks, die den schallreduzierten Betrieb (in Abbildung 5.16 als moderater oder hoher Lärmschutz gekennzeichnet) als höchste Lärmschutzstufe

implementieren, liegen in aller Regel weit darunter. Das deckt sich mit der Theorie, in der Schill (2025) ausführt, dass eine nächtliche Abschaltung aufgrund des vergleichsweise viel größeren Verlusts nur vorgenommen wird, wenn keine andere Anlage mehr in eine höhere Stufe des schallreduzierten Betriebs gestellt werden kann. Gerade in den Kategorien der größeren Parks in kleineren Abstandsszenarien befinden sich kaum Parks, die ohne nächtlichen Stillstand einzelner Anlagen auskommen. Das führt beispielsweise im 3D-Szenario zu mittleren Gesamtverlusten von mehr als 35 % bei einer Parkgröße ab 21 WEA und mehr als 40 % bei 51 Anlagen und mehr. Größere Abstandsszenarien kommen zwar ohne solche Spitzenwerte aus, für 4D liegen Parks ab 31 Anlagen jedoch auch bei Gesamtverlusten von etwa 30 % im Mittel, für 5D werden ab einer Größe von 21 Anlagen 20 % und mehr erreicht.

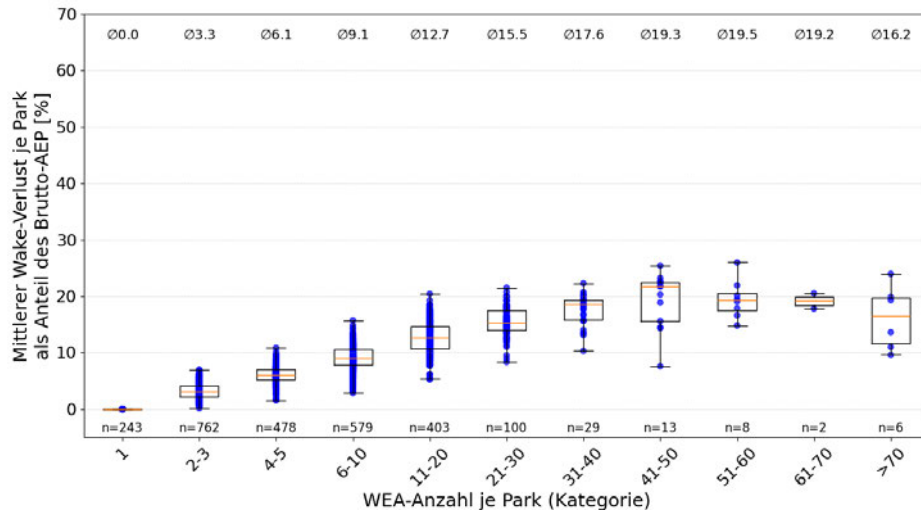
Grundsätzlich stellt sich hierbei die Frage nach der energetischen Sinnhaftigkeit der Errichtung großer Parks in kleinen Abstandsszenarien. Hier sei jedoch festgehalten, dass das Modell für die Schallverluste nicht großflächig validiert ist und die Ausführungen in Abschnitt 5.3 berücksichtigt werden sollen.

Zudem ist aufgrund der Modellierung rein hypothetischer Szenarien davon auszugehen, dass in der Praxis Parks bzw. Anlagen mit solch hohen Ertragsverlusten so nicht geplant und stattdessen z. B. größere Abstände gewählt würden. Die hier dargestellte Modellierung ist daher in den Fällen sehr großer Ertragsverluste als nicht realistisch anzusehen. Diese Fälle dürfen als praxisfern und in einer über die Theorie hinausgehenden Betrachtung als irrelevant zu bewerten sein.

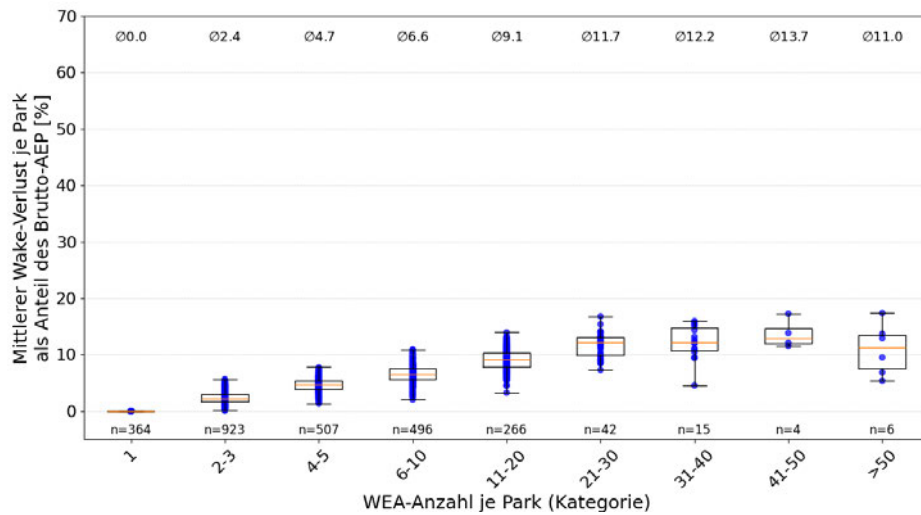
Für die hier dargestellte Analyse ist aus diesen Ausführungen jedoch zu beachten, dass die Mittelwerte (jeweils obere Zeile in Abbildung 5.16) durch die Ausreißer nach oben verzerrt sind. Belastbar sind die Ergebnisse allerdings in dem Maße, dass im Gesamtergebnis eine Mittelung der Verluste ähnlich zu den Wake-Modellen (siehe Hinweise in Abschnitt 4.5) erfolgt. Im Fokus steht an dieser Stelle auch das gemittelte Ergebnis, keine Einzelfälle. Für die Zukunft kann eine genauere Quantifizierung der Schallschutzverluste in Extremfällen von Interesse sein. Für deren Praxisrelevanz ist eine reine Verlustmodellierung allerdings nicht ausreichend.



(a) 3D-Szenario

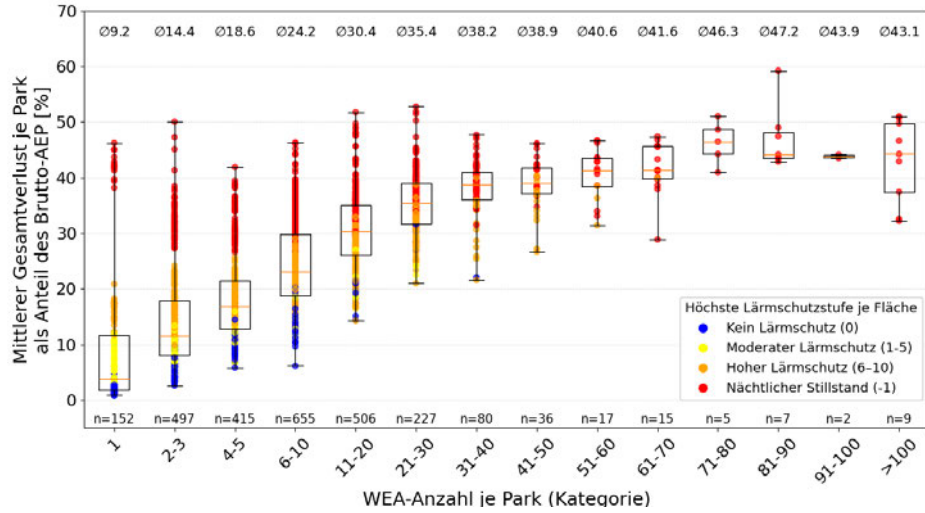


(b) 4D-Szenario

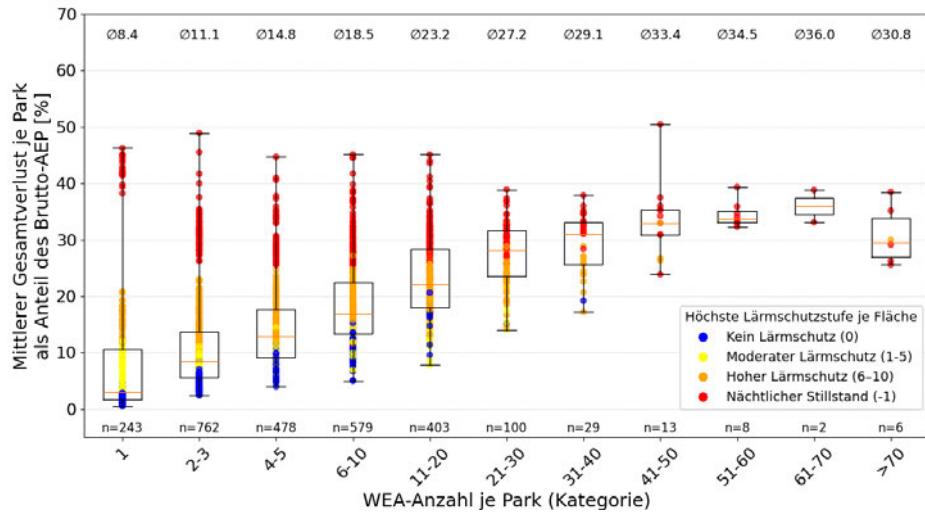


(c) 5D-Szenario

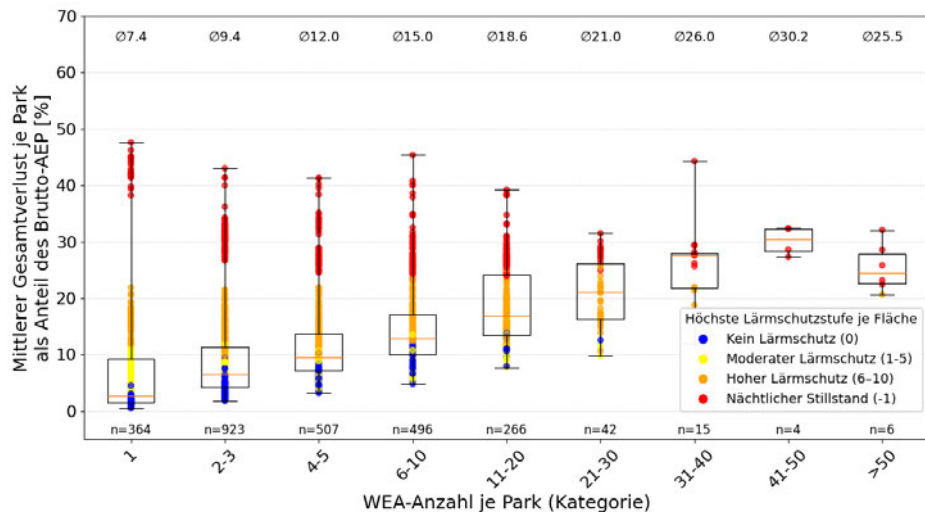
Abbildung 5.15: Mittelwert der Wake-Verluste je Windpark, aufgetragen nach Parkgröße (Anzahl der WEA je Park) mit Angaben relativ zum durchschnittlichen Brutto-AEP je Park [%]. Ein Punkt entspricht einem Windpark. Die Boxplots stellen (v. u. n. o.) Minimum, 25. Perzentil, Median, 75. Perzentil und Maximum dar. Der arithmetische Mittelwert ist als Zahlenwert oben aufgeführt.



(a) 3D-Szenario



(b) 4D-Szenario



(c) 5D-Szenario

Abbildung 5.16: Mittelwert der Gesamtverluste je Windpark, aufgetragen nach Parkgröße (Anzahl der WEA je Park) mit Angaben relativ zum durchschnittlichen Brutto-AEP je Park [%]. Ein Punkt entspricht einem Windpark. Die Boxplots stellen (v. u. n. o.) Minimum, 25. Perzentil, Median, 75. Perzentil und Maximum dar. Der arithmetische Mittelwert ist als Zahlenwert oben aufgeführt.

5.6 Validierung und kritische Ergebnisbetrachtung

Die Modellierung erfolgte im Rahmen eines laufenden Forschungsprojektes, was Herausforderungen in der Durchführung mit sich brachte, etwa die parallel laufende Modellweiterentwicklung. Durch die lange Rechenzeit von etwa 18-30 Stunden je Durchlauf ergeben sich für zehn Durchläufe Rechenzeiten von etwa zwei bis drei Wochen. Ein erster Gesamtdurchlauf Ende Januar/Anfang Februar 2026 wurde abgebrochen, da ein systematischer Fehler in den Modellergebnissen entdeckt wurde. Es kam lediglich zu einer Simulation der Windströmung aus nördlicher Richtung anstelle der angedachten gewichteten Verteilung über alle Himmelsrichtungen, was durch die systematisch für die jeweilige Hauptwindrichtung optimierten Flächenausrichtungen einen Fehler verursachte. Der Fehler wurde durch ein Update in einem Python-Package verursacht.

Bei einem zweiten Durchlauf Ende Februar/Anfang März 2026 kam es ebenfalls zu einem Update eines Python-Packages, welches durch veränderte Zahlenrundungen geringfügig unterschiedliche Ergebnisse lieferte. Auch da alle Berechnungen des Zong-Modells mit der aktuellen Version des Packages liefen und vier der fünf Jensen-Modell-Berechnungen mit der alten Version erfolgten (und den Ausführungen in Abschnitt 4.4), wurde für alle Betrachtungen der Gesamtverluste das Zong-Modell als Teilmodell für die Wake-Verluste zugrunde gelegt. Lediglich beim Vergleich beider Wake-Modelle wird auf die Berechnungen des Jensen-Modells zurückgegriffen. Die Verluste durch Schallschutz, Schattenwurfregulierung sowie Fledermausschutzaufgaben unterscheiden sich zwar jeweils geringfügig in allen Abstandsszenarien der beiden Wake-Modellszenarien, sind jedoch systematisch gleich und können daher in beiden Fällen als gleich angenommen werden. Durch die höhere Aktualität des Zong-Modells wird dieses bevorzugt. Die Unterschiede liegen in einer Größenordnung von 0,01-0,1 %.

Alle o.g. Ergebnisse sind Resultat einer großflächigen Modellierung und basieren somit nicht auf realen Daten, sondern lediglich auf hypothetischen Planfällen. Das erschwert eine Validierung. Ansätze zur Überprüfung der Ergebnisse bieten Vergleiche mit realen Energieerzeugungsdaten von technologisch ähnlichen Windparks. Wie schon erwähnt, sollte hierbei die Anzahl der Vergleiche möglichst groß sein, da Mittelungseffekte eine maßgebliche Rolle in den Ergebnissen spielen und eine Überprüfung anhand nur weniger Windparks oder Anlagen eine Modellvalidierung nicht rechtfertigt. Zudem ist zu beachten, dass die maßgeblichsten Verlustarten für Windenergieanlagen in dieser Analyse zwar berücksichtigt, andere Faktoren allerdings außer Acht gelassen werden. Die in Abschnitt 3.12 und Abschnitt 3.13 genannten weiteren Verlustarten müssen bei einem Vergleich mit Messdaten stets beachtet und einbezogen werden.

Die Berechnung der Wake-Verluste basiert sowohl für das Jensen- als auch für das Zong-Modell auf einem bereits grundsätzlich validierten Modul, das international verbreitet ist. In diesem Bereich stellt sich daher viel mehr die Frage nach der tatsächlichen Gültigkeit der Modelle unter den angewendeten Bedingungen. Zu den gängigsten Methoden der Validierung von Wake-Modellen gehören LES, welche allerdings selbst nicht frei von Ungenauigkeiten und vereinfachenden Annahmen sind. Um hier eine praktikable Empfehlung zu geben, bietet es sich dennoch an, numerische Strömungsmodelle zur punktuellen Überprüfung der Ergebnisse zu verwenden. Das sollte möglichst großflächig geschehen, um Mittelungseffekte zu erhalten – wohlwissend, dass diese Simulationen viel Rechenzeit benötigen. Von großem Vorteil wäre überdies die Validierung mithilfe realer Windparks, etwa Testfeldern, die speziell auf die Strömungsanalyse ausgerichtet sind. Ideal wären in der Validierung mehrere Testfelder über das Bundesgebiet verteilt, um regionale Strömungscharakteristika zu identifizieren und zu überprüfen. Auch verschiedene Größen und Anordnungen der Felder spielen im Kontext der abstandsabhängigen Verluste eine wichtige Rolle. Die Komplexität einer solchen Analyse ist jedoch nicht von der Hand zu weisen.

Mit dem Schallschutz- und dem Schattenwurfverlustmodell verhält es sich aufgrund ihrer ähnlichen Natur auch in der Validierung ähnlich: Idealerweise sollten bei möglichst vielen Windparks in Deutschland genehmigungsrechtliche Betriebsauflagen im Zusammenhang mit beiden Verlustarten gesammelt und mit der Implementierung des Modells verglichen werden. Es bestehen Unsicherheiten im Rahmen der Klassifizierung von Bebauungsgebieten und somit der Lokalisierung und Charakterisierung immissionsschutzrelevanter Punkte. Zudem existieren abseits der gesetzlichen Regelungen Kompromisse

im Bereich der Schattenwurfregulierung (siehe Abschnitt 3.10) und Gutachter*innen nehmen in der Praxis Einfluss auf die Betriebsauflagen zum Schallschutz (siehe Abschnitt 3.9). Hier können Erfahrung in Zusammenhang mit dem Genehmigungsrecht von Windenergieanlagen sowie Austausch mit beteiligten Betreibern, Behörden und Verbänden große Vorteile sein, um das Modell zu evaluieren. Zudem ist zumindest im Bereich des Schallschutzes auch die technologische Entwicklung des Schallpegels der Turbinen von Interesse.

Das Modell der Verluste durch Fledermausschutz basiert auf gesetzlichen Vorschriften der Länder, welche an und für sich nicht weiter zu validieren sind. Allerdings werden – wie schon in Rieß et al. (2026) formuliert – oft abweichende Regelungen getroffen, deren Modellierung keinen klar definierbaren naturwissenschaftlichen Prinzipien folgt. Eine Verbesserung des Modells ist somit in der Praxis äußerst schwierig und nur mit erheblichem Aufwand punktuell durchführbar.

6 Zusammenfassung

Die wichtigsten Schlüsse dieser Arbeit beinhalten eine Quantifizierung der abstandsabhängigen Verluste von Windenergieanlagen in großflächigen Modellierungsszenarien. Dazu zählen Verluste durch Wake-Effekte, Schallschutz, Schattenwurfregulierung und Fledermausschutz. Quantitativ maßgeblich sind hierbei im Wesentlichen die Wake-Verluste sowie die Schallschutzverluste. Während bei größeren Anlagenabständen (Modellierungsszenarien 5D und 4,5D) die Schallschutzverluste den größten Teil der Gesamtverluste ausmachen, sorgt die stärkere Abstandsabhängigkeit der Wake-Verluste dafür, dass diese bei kleineren Abständen (Modellierungsszenarien 4D, 3,5D und 3D) den größten Teil der Gesamtverluste bilden. Beide Verlustarten sind überlinear abstandsabhängig. Für eine lineare Verringerung der Anlagenabstände ergibt sich hier im großflächigen Mittel ein quadratisch überproportionaler Anstieg der energetischen Ertragsverluste.

Zwischen dem Zong- und dem Jensen-Modell bestehen bei Gesamtbetrachtung keine großen Unterschiede. Dabei berechnet das Zong-Modell bei kleinen Abständen (Modellierungsszenario 3D) größere Verluste, wohingegen das Jensen-Modell bei größeren Abständen (Modellierungsszenarien 5D, 4,5D, 4D und 3,5D) zu jeweils größeren Verlusten kommt. Das Zong-Modell kann durch den Einbezug der Turbulenzintensität jedoch einzelne Standorte ausgeprägter modellieren und gelangt somit zu einer breiteren Ergebnisstreuung.

Bundeslandspezifische Unterschiede resultieren im Allgemeinen aus Unterschieden in den Windverhältnissen sowie der administrativen Flächenausweisung. Daraus resultieren vor allem in den Verlusten durch Schallschutz ausgeprägte Ergebnisunterschiede. Um diese fachgerecht beurteilen zu können, ist jedoch eine zukünftige Analyse mit Fokus auf dieses Thema vonnöten.

Die maßgeblichen Erkenntnisgewinne, die diese Arbeit liefert – die Quantifizierung der Abstandsabhängigkeit von energetischen Verlusten sowie die Zusammensetzung dieser Verluste – sind in ihrer Aussagekraft belastbar, erfordern jedoch zum Teil weitere Validierung. Besonders in den Gebieten der Wake-Modellierung bei sehr kleinen Anlagenabständen sowie der Simulation des Schallschutzes ohne Anhaltspunkt durch behördliche Genehmigungen und mit teilweise starken Ausreißern in hypothetischen Fällen besteht Interesse an zukünftigen Erkenntnissen, die den Ergebnissen dieser Arbeit größere Belastbarkeit zumessen können.

7 Literaturverzeichnis

Literatur

- Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, 2026:** Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland. https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/01-2026_AGEE-Stat_Monatsbericht_FINAL.pdf. Umweltbundesamt.
- Archer, C. L., Jacobson, M. Z., 2005:** Evaluation of global wind power. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 110(D12). URL: <https://doi.org/10.1029/2004JD005462>.
- Barthelmie, R. J., Jensen, L. E., 2010:** Evaluation of wind farm efficiency and wind turbine wakes at the Nysted offshore wind farm. *Wind Energy*, 13(6):573–586. URL: <https://doi.org/10.1002/we.408>.
- Barthelmie, R. J., Folkerts, L., Larsen, G. C., Rados, K., Pryor, S. C., Frandsen, S. D., Lange, B., Schepers, G., 2006:** Comparison of Wake Model Simulations with Offshore Wind Turbine Wake Profiles Measured by Sodar. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 23(7): 888–901. URL: <https://doi.org/10.1175/JTECH1886.1>.
- Barthelmie, R. J., Pryor, S. C., Frandsen, S. T., Hansen, K. S., Schepers, J. G., Rados, K., Schlez, W., Neubert, A., Jensen, L. E., Neckelmann, S., 2010:** Quantifying the impact of wind turbine wakes on power output at offshore wind farms. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology*, 27(8):1302–1317. URL: <https://doi.org/10.1175/2010JTECHA1398.1>.
- Bastankhah, M., Porté-Agel, F., 2014:** A new analytical model for wind-turbine wakes. *Renewable Energy*, 70:116–123. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.002>.
- Betz, A., 1920:** Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnützung des Windes durch Windmotoren. *Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen*, 26:307–309.
- Bons, M., Jakob, M., Sach, T., Pape, C., Zink, C., Geiger, D., Wegner, N., Boinski, O., Benz, S., Kahles, M., 2023:** Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land. Technical report, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/flaechenverfuegbarkeit-flaechenbedarfe-fuer-den>.
- Bund-Länder-Kooperationsausschuss, 2025:** Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land. Technical report, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin. URL: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2025/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=8.
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, 2016:** Digitales Geländemodell Gitterweite 25 m (DGM25). <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/digitale-gelandemodelle/digitales-gelandemodell-gitterweite-25-m-dgm25.html>. Letzter Zugriff: 15.01.2026.
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, 2025:** Digitales Basis-Landschaftsmodell (Ebenen) (Basis-DLM). <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitales-basis-landschaftsmodell-ebenen-basis-dlm-ebenen.html>. Letzter Zugriff: 15.01.2026.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2016:** Klimaschutzplan 2050. URL: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/klimaschutzplan-2050.pdf>.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2026:** Marktstammdatenregister. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>. Letzter Zugriff: 18.01.2026.

- Bundesverband WindEnergie, 2018:** Schallimmission von Windenergieanlagen. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/05-schall/20181123_BWE_Informationspapier_Schall_und_WEA.pdf.
- Clausen, F., 2022:** Gutachten zur Standorteignung von Windenergieanlagen nach DIBt 2012 für den Windpark Reinstedt 2 + 3. Technical report, I17-Wind GmbH & Co. KG, Husum. URL: https://www.uvp-verbund.de/documents-ige-ng/igc_st/425629f8-135e-43e3-9108-6eeacf30a406/15.1.g.2_Turbulenzgutachten.pdf.
- Coelho, P., 2023:** The Betz limit and the corresponding thermodynamic limit. *Wind Engineering*, 47(2):491–496. URL: <https://doi.org/10.1177/0309524X221130109>.
- Crespo, A., Hernández, J., 1996:** Turbulence Characteristics in wind-turbine wakes. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 61:71–85. URL: [https://doi.org/10.1016/0167-6105\(95\)00033-X](https://doi.org/10.1016/0167-6105(95)00033-X).
- Deutsche WindGuard GmbH, 2024:** Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Erstes Halbjahr 2024. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20240718_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_-_Halbjahr_2024.pdf.
- Dupont, E., Koppelaar, R., Jeanmart, H., 2018:** Global available wind energy with physical and energy return on investment constraints. *Applied Energy*, 209:322–338. ISSN: 0306-2619. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.085>.
- Eilmes, I., 2025:** Entwicklung und Erprobung eines Modells zur Abschätzung von der Ertragsminderung von Windenergieanlagen aufgrund von Abschaltungen im Zusammenhang mit Schattenwurf. Masterarbeit, Universität Kassel, Kassel.
- Emeis, S., 2018:** Emeis, S. *Wind Energy Meteorology*. Springer, Berlin, 2. Edition. URL: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-72859-9>.
- Enevoldsen, P., Jacobson, M. Z., 2021:** Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide. *Energy for Sustainable Development*, 60:40–51. ISSN: 0973-0826. URL: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.11.004>.
- Fachagentur Wind und Solar e. V., 2026:** Natur- und Artenschutz. <https://www.fachagentur-wind-solar.de/wind/natur-und-artenschutz>. Letzter Zugriff: 23.01.2026.
- Frandsen, S., Barthelmie, R., Pryor, S., Rathmann, O., Larsen, S., Højstrup, J., Thøgersen, M., 2006:** Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy*, 9(1-2):39–53. URL: <https://doi.org/10.1002/we.189>.
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, 2026:** Forschungsprojekt MENTOR. <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2024/mentor.html>. Letzter Zugriff: 15.01.2026.
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, 2026:** Forschungsprojekt STRAIGHT. <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2023/straight.html>. Letzter Zugriff: 15.01.2026.
- Gasch, R., Twele, J., 2005:** Gasch, R., Twele, J. *Windkraftanlagen*. Vieweg+Teubner, Wiesbaden, 4. Edition. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-322-99446-2>.
- Gudmundsson, S., 2014:** Chapter 14 - The Anatomy of the Propeller. In Gudmundsson, Snorri, editor, *General Aviation Aircraft Design*, pages 581–659. Butterworth-Heinemann, Boston, 2014. ISBN: 978-0-12-397308-5. URL: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397308-5.00014-3>.
- Hau, E., 2016:** Hau, E. *Windkraftanlagen*. Springer Vieweg, Krailling, 6. Edition. URL: <https://doi.org/10.1007/978-3-662-53154-9>.

- Hirschmann, J., 2024:** Development of an automated multi-model and multi-parameter variation tool for estimating wake losses and their uncertainties. Masterarbeit, Universität Kassel, Kassel.
- Ishihara, T., Yamaguchi, A., Fujino, Y., 2004:** Development of a New Wake Model Based on a Wind Tunnel Experiment. University of Tokyo. URL: https://windeng.t.u-tokyo.ac.jp/ishihara/e/posters/2004_gwp_poster.pdf.
- Jensen, N. O., 1983:** A note on wind generator interaction. *Risø National Laboratory, Risø-M(2411)*. ISSN: 0106-2840. URL: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/55857682/ris_m_2411.pdf.
- Katić, I., Højstrup, J., Jensen, N. O., 1987:** A Simple Model for Cluster Efficiency. *EWEC'86. Proceedings.*, 1:407–410. URL: https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/55857682/ris_m_2411.pdf.
- Larsén, X. G., Davis, N., Hannesdóttir, A., Kelly, M. C., Svenningsen, L., Meklenborg Miltersen Slot, R., Imberger, M., Olsen, B. T., Floors, R. R., Sørensen, T. G., Thøgersen, M., 2021:** Global Atlas of Siting Parameters. <https://doi.org/10.11583/DTU.14753349>. Geodatensatz, Version V1. Letzter Zugriff: 23.01.2026.
- Lee, J. C. Y., Fields, M. J., 2021:** An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties. *Wind Energy Science*, 6(2):311–365. URL: <https://doi.org/10.5194/wes-6-311-2021>.
- Lissaman, P. B. S., 1979:** Energy Effectiveness of Arbitrary Arrays of Wind Turbines. *Journal of Energy*, 3(6):323–328. URL: <https://doi.org/10.2514/3.62441>.
- Mayer, J., Peters, R., Bange, J., Mauz, M., Platis, A., Zarfl, C., 2025:** A continental approach to estimate the area required for proposed wind-power parks and their overlap with protected areas in africa. *Environmental Research Letters*, 20:034020. URL: <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ada970>.
- Miller, L. M., Gans, F., Kleidon, A., 2011:** Estimating maximum global land surface wind power extractability and associated climatic consequences. *Earth System Dynamics*, 2(1):1–12. URL: <https://doi.org/articles/10.5194/esd-2-1-2011>.
- Münzer, L., Basse, A., Plappert, M.-L., 2026:** Abstände von Windenergieanlagen an Land: historische Entwicklung und regionale Unterschiede. Unveröffentlicht. Letzter Zugriff: 15.03.2026.
- Münzer, L., Basse, A., Plappert, M.-L., Wehner, C., Gärtner, P., 2026:** KI-basierte Überprüfung der Positionsdaten von Windenergieanlagen im Marktstammdatenregister auf Basis von Satellitendaten. Unveröffentlicht. Letzter Zugriff: 17.03.2026.
- New European Wind Atlas Project, 2019:** New European Wind Atlas - Meso Download. <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>. Letzter Zugriff: 23.01.2026.
- Niayifar, A., Porté-Agel, F., 2016:** Analytical Modeling of Wind Farms: A New Approach for Power Prediction. *Energies*, 9:741. URL: <https://doi.org/10.3390/en9090741>.
- Pape, C., Geiger, D., Zink, C., Thylmann, M., Peters, W., Hildebrandt, S., 2022:** Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022. Technical report, Bundesverband WindEnergie e.V., Kassel/Berlin. URL: https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/01-mensch-und-umwelt/02-planung/20220920_BWE_Flaechenpotenziale_Windenergie_an_Land.pdf.
- Pedersen, J., Svensson, E., Poulsen, L., Nygaard, N., 2022:** Turbulence Optimized Park model with Gaussian wake profile. *Journal of Physics: Conference Series*, 2265. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2265/2/022063>.

- Pedersen, M. M., Meyer Forsting, A., Laan, P., Criado Risco, J., Friis-Møller, M., Quick, J., Schøler Christiansen, J. P., Valotta Rodrigues, R., Olsen, B. T., Réthoré, P.-E., 2023: PyWake 2.5.0: An open-source wind farm simulation tool. <https://gitlab.windenergy.dtu.dk/TOPFARM/PyWake>. DTU Wind, Technical University of Denmark. Letzter Zugriff: 15.01.2026.
- Platis, A., Hundhausen, M., Mauz, M., Siedersleben, S., Lampert, A., Bärfuss, K., Djath, B., Schulz-Stellenfleth, J., Canadillas, B., Neumann, T., Emeis, S., Bange, J., 2021: Evaluation of a simple analytical model for offshore wind farm wake recovery by in situ data and weather research and forecasting simulations. *Wind Energy*, 24(3):212–228. URL: <https://doi.org/10.1002/we.2568>.
- Rieß, B., Hirschmann, J., Callies, D., Basse, A., Michaelis, L., Braun, M., Pauscher, L., 2026: Time Series Model for Wind Turbine Losses: Assessing Regional and Temporal Variability, Loss Interactions, and Market Values. Unveröffentlicht. Letzter Zugriff: 18.01.2026.
- Sanderse, B., 2009: Aerodynamics of wind turbine wakes - Literature review. Technical report, ECN. URL: https://www.researchgate.net/publication/242726502_Aerodynamics_of_wind_turbine_wakes_Literature_review.
- Schill, M., 2025: Entwicklung und Validierung eines Modells zur automatisierten Abschätzung von Betriebseinschränkungen und resultierenden Verlusten von Windenergieanlagen aufgrund gesetzlicher Schallimmissionsgrenzwerte. Masterarbeit, Universität Kassel, Kassel.
- Schmitz, S., 2019: Schmitz, S. *Aerodynamics of Wind Turbines: A Physical Basis for Analysis and Design*. Wiley. ISBN: 9781119405597. URL: <https://www.wiley-vch.de/de/fachgebiete/ingenieurwesen/aerodynamics-of-wind-turbines-978-1-119-40561-0>.
- Scott, R., Hamilton, N., Bayoán Cal, R., Moriarty, P., 2024: Wind plant wake losses: Disconnect between turbine actuation and control of plant wakes with engineering wake models. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 16:043303. URL: <https://doi.org/10.1063/5.0207013>.
- Staffell, I., Green, R., 2014: How does wind farm performance decline with age? *Renewable Energy*, 66:775–786. ISSN: 0960-1481. URL: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.041>.
- Statistisches Bundesamt, 2025: Basistabelle Landfläche. https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Internationales/Thema/Tabellen/Basistabelle_Flaeche.html. Letzter Zugriff: 21.03.2026.
- Umweltbundesamt, 2025: Erneuerbare Energien in Zahlen. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>. Letzter Zugriff: 15.01.2026.
- Wang, L., Dong, M., Yang, J., Wang, L., Chen, S., Duić, N., Joo, Y. H., Song, D., 2024: Wind turbine wakes modeling and applications: Past, present, and future. *Ocean Engineering*, 309: 118508. ISSN: 0029-8018. URL: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2024.118508>.
- Wehner, C., Albert, J., Siegismund, J., Zschache, J., Röhl, S., Gärtner, P., 2025: Remote sensing derived onshore wind turbine locations for Germany. <https://doi.org/10.5281/zenodo.15835057>. Geodatensatz, Version V20250708. Letzter Zugriff: 18.01.2026.
- Witha, B., Hahmann, A., Tija, S., Dörenkämper, M., Ezber, Y., García-Bustamante, E., González-Rouco, J. F., Grégoire, L., Navarro, J., 2019: WRF model sensitivity studies and specifications for the NEWA mesoscale wind atlas production runs. URL: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2682604>.
- Zong, H., Porté-Agel, F., 2020: A momentum-conserving wake superposition method for wind farm power prediction. *Journal of Fluid Mechanics*, 889:A8. URL: <https://doi.org/10.1017/jfm.2020.77>.
- zum Berge, K., Centurelli, G., Dörenkämper, M., Bange, J., Platis, A., 2024: Evaluation of engineering models for large-scale cluster wakes with the help of in situ airborne measurements. *Wind Energy*, 27(10):1040–1062. URL: <https://doi.org/10.1002/we.2942>.

Anhang A: Zusätzliche Grafiken

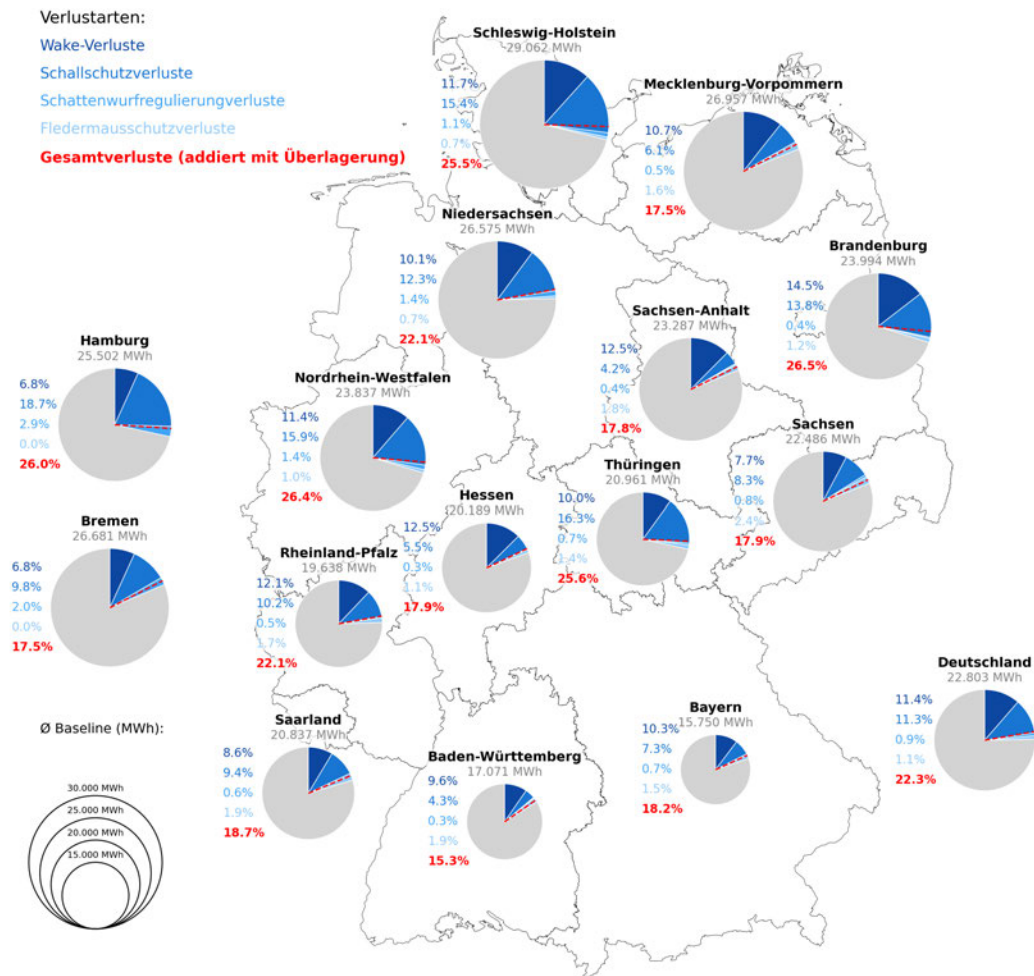


Abbildung A1: Verluste je Bundesland nach Verlustarten aufgeschlüsselt [%] – 4D-Szenario

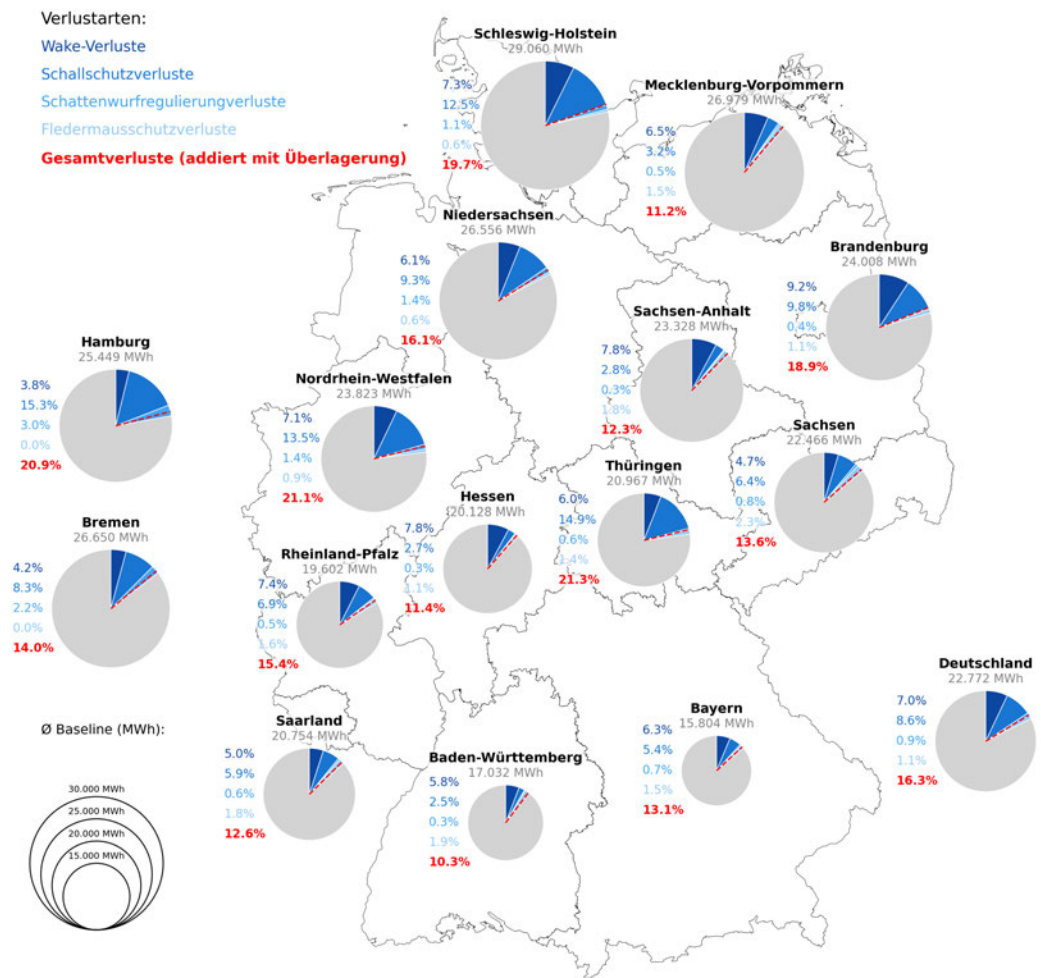


Abbildung A2: Verluste je Bundesland nach Verlustarten aufgeschlüsselt [%] – 5D-Szenario

Die Bachelorarbeit wurde mit einem in Abbildung B1 dargestellten Zeitplan erstellt, welcher über weite Strecken beachtet, allerdings nicht an allen Stellen eingehalten wurde. Gründe dafür waren zunächst der Umfang bzw. die Rechenzeit der Modellierung, welche größer war als gedacht. Zudem kam es öfters zu kleineren Fehlermeldungen, Ausfällen des Wetterservers und einer neueren Version des Fledermausschutzmodells, was die Modellierung einige Male verzögerte. Hinzu kam ein im Fraunhofer-IEE unbemerktes Update eines Packages der Modellierungspipeline, welches die Ergebnisse systematisch verfälschte. Dies wurde erst im beginnenden Auswertungsprozess entdeckt. Aufgrunddessen musste die Modellierung ein weiteres Mal durchgeführt werden, was zu weiteren Verzögerungen der letzten Arbeitspakete führte. Grundsätzlich war die eingeplante Zeit der einzelnen Arbeitspakete auch im Nachhinein realistisch. Einige Pakete konnten sogar schneller als angedacht abgehandelt werden, vor allem gegen Ende der Arbeit, was auch durch Verzögerungen der Teile davor zustande kommen musste. Die eingeplanten Pufferzeiten (längere eingeplante Zeit je Paket) sorgten für eine rechtzeitige Fertigstellung der Arbeit.

Anhang C: Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst und keine anderen Hilfsmittel als die angegebenen verwendet habe.

Insbesondere versichere ich, dass ich alle wörtlichen und sinngemäßen Übernahmen aus anderen Werken als solche kenntlich gemacht habe.

Tübingen, 25.03.2026

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized first letter 'L' followed by a series of loops and a long horizontal stroke.